

**Классификация и методы сокращения
потерь нефтепродуктов в сфере
нефтепродуктообеспечения
Методы сокращения потерь
нефтепродуктов от испарения**

В зависимости от причин возникновения, потери нефти и нефтепродуктов делятся на:

- естественные;
- эксплуатационные;
- аварийные.

По характеру возникновения:

- количественные;
- качественные;
- качественно-количественные.

Характер потерь зависит от того, сопровождаются ли они уменьшением массы нефтепродукта или ухудшением его физико-химических и эксплуатационных свойств.

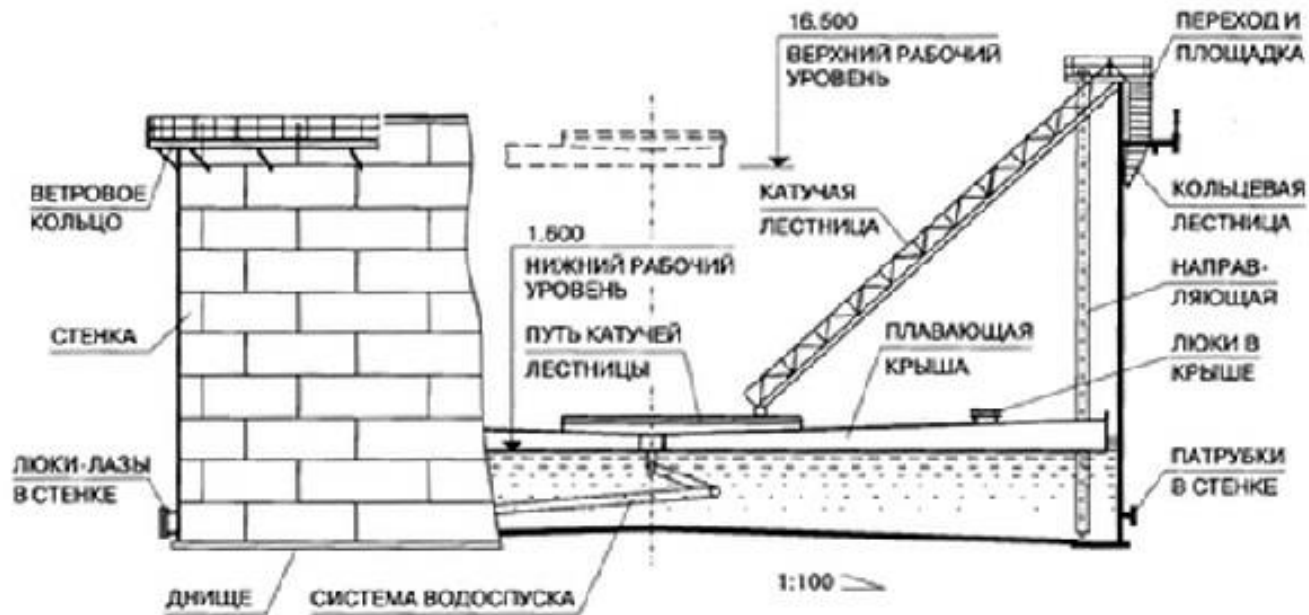
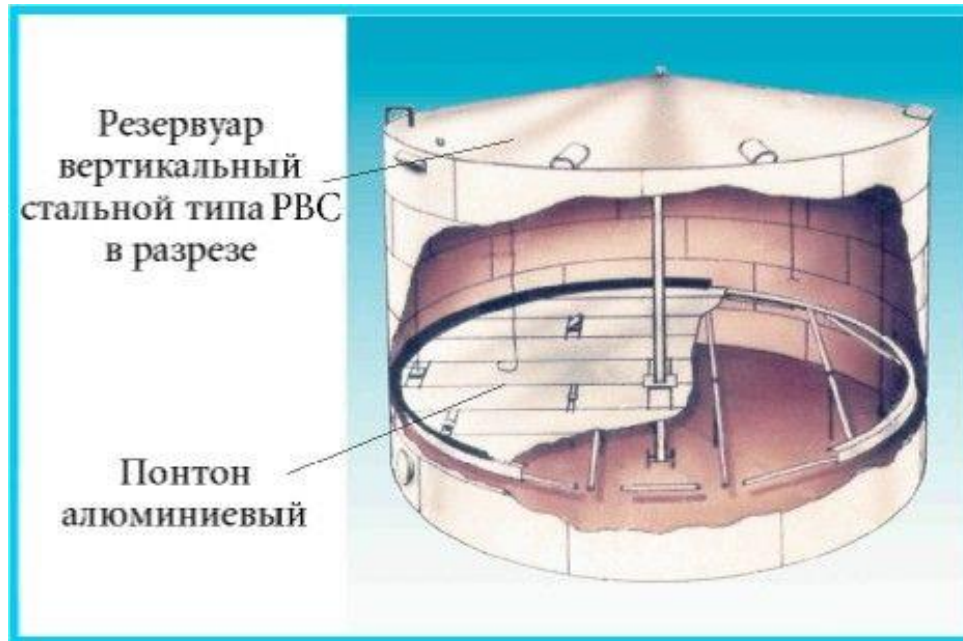
- Количественные потери происходят в результате утечек, переливов, неполного слива транспортных емкостей и резервуаров.
- Качественно-количественные потери происходят при испарении нефти- и нефтепродуктов.
- Потери от испарения происходят при вытеснении паровоздушной смеси из газового пространства резервуаров и транспортных емкостей в атмосферу вследствие:
 - – заполнения резервуара нефтепродуктом (потери от «больших дыханий»);
 - – повышения давления в газовом пространстве выше давления срабатывания дыхательного клапана в результате суточных температурных колебаний газового пространства и поверхности нефтепродукта и за счет изменения давления атмосферного воздуха («малые дыхания»);
 - – дополнительного насыщения газового пространства парами нефтепродукта после окончания выкачки («обратный выдох»).
- Качественные потери возникают в результате смешения, загрязнения, обводнения, окисления нефтепродуктов.

Методы сокращения потерь

Величина потерь от «малых и больших дыханий» резервуаров зависит от:

- климатических условий;
- температурного режима хранилищ;
- конструкции и оборудования емкостей;
- наличия или отсутствия улавливающих газосборных обвязок;
- соотношения размеров и степени заполнения резервуаров;
- свойств хранимого НП;
- допустимого давления в газовом пространстве;
- цвета и качества окраски резервуаров.

Первая группа – сокращение объема газового пространства резервуара.



Вторая группа – хранение под избыточным давлением.

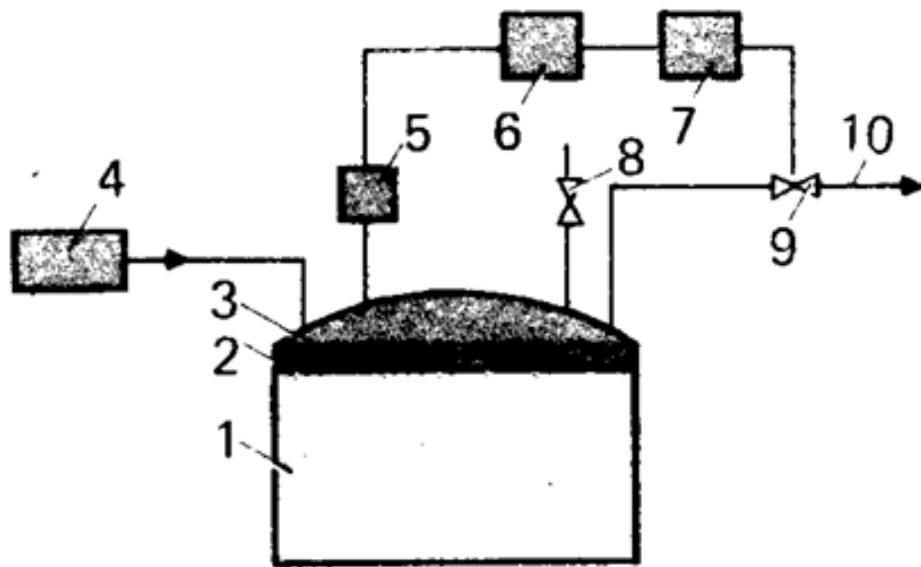
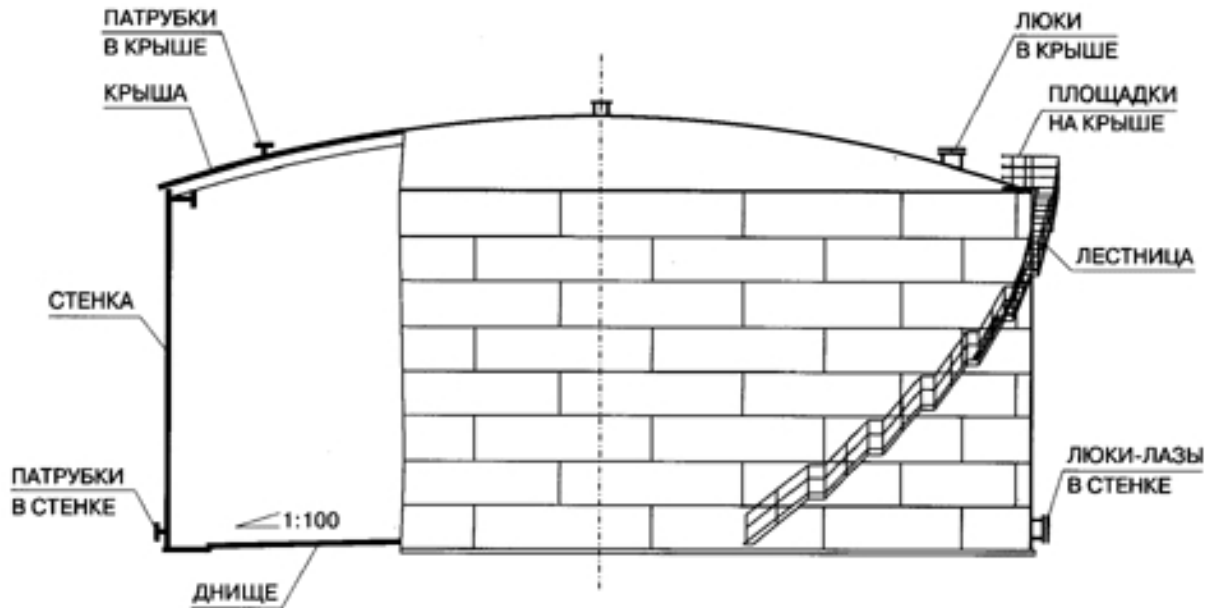


Схема хранения нефтепродуктов под слоем инертного газа:

- 1 – нефтепродукт;
- 2 – пары продукта;
- 3 – слой газообразного азота;
- 4 – регулируемая подача азота под низким давлением;
- 5 – датчик давления;
- 6 – регулятор давления;
- 7 – электропневматический преобразователь;
- 8 – предохранительный клапан;
- 9 – регулирующий клапан;
- 10 – регулируемый выпуск азота

Третья группа – уменьшение амплитуды колебания температуры газового пространства.



Четвертая группа – улавливание паров нефтепродуктов, вытесняемых из емкости.

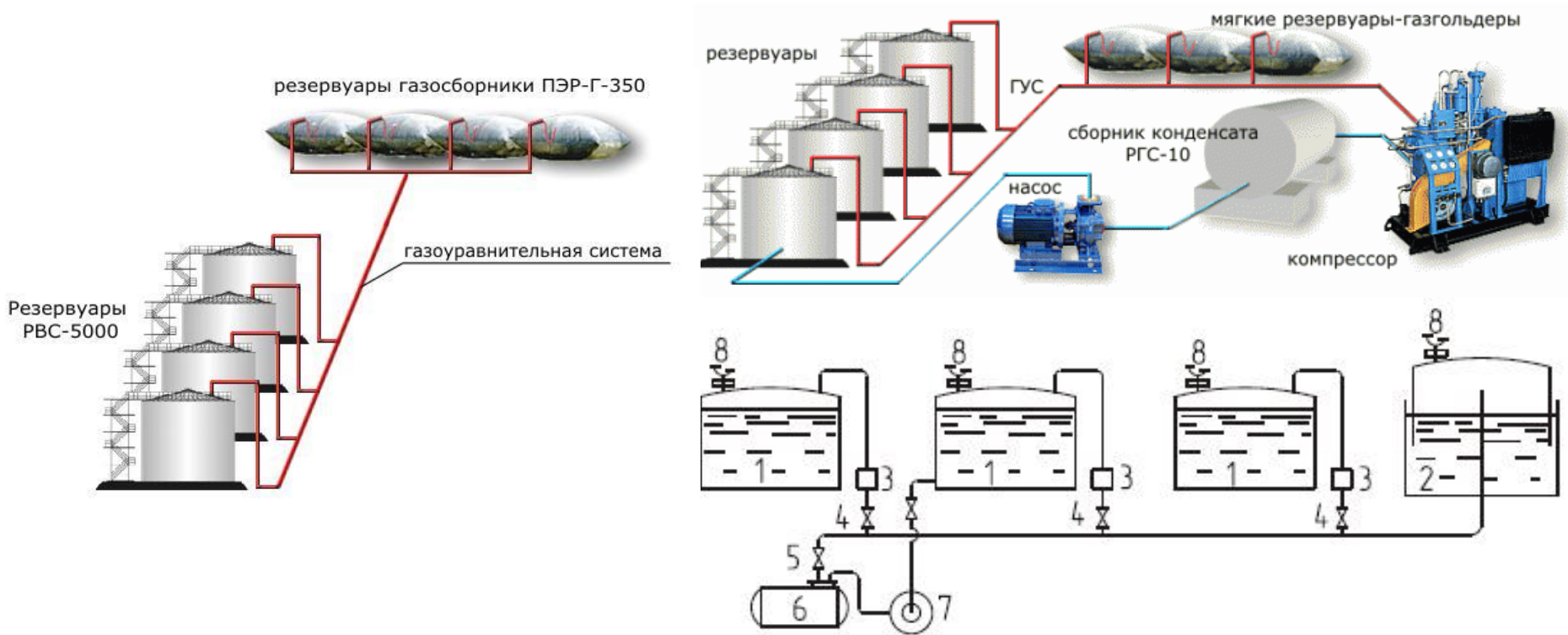


Схема газовой обвязки резервуаров:

- 1 – резервуар с продуктом; 2 – резервуар с дышащей крышей;
- 3 – огневой предохранитель; 4 – запорная задвижка; 5 – задвижка для спуска конденсата; 6 – сборник конденсата; 7 – насос;
- 8 – дыхательный клапан

Основные способы (технологии), реализованные в установках улавливания и рекуперации паров нефтепродуктов

- **компрессионный** (сжатие паров углеводородов до конденсации паров);
- **адсорбционный** (поглощение углеводородов из паровоздушной смеси твердыми адсорбентами с последующей десорбцией);
- **криогенный** (охлаждение паровоздушной смеси без изменения давления до конденсации углеводородов в жидкую фазу);
- **абсорбционный** (поглощение углеводородов из паровоздушной смеси жидкими абсорбентами);
- **мембранные технологии;**
- **комбинированные** (различное сочетание конденсационного, абсорбционного способов).



Рисунок 1. Схема заправки автомобиля без системы рекуперации паров

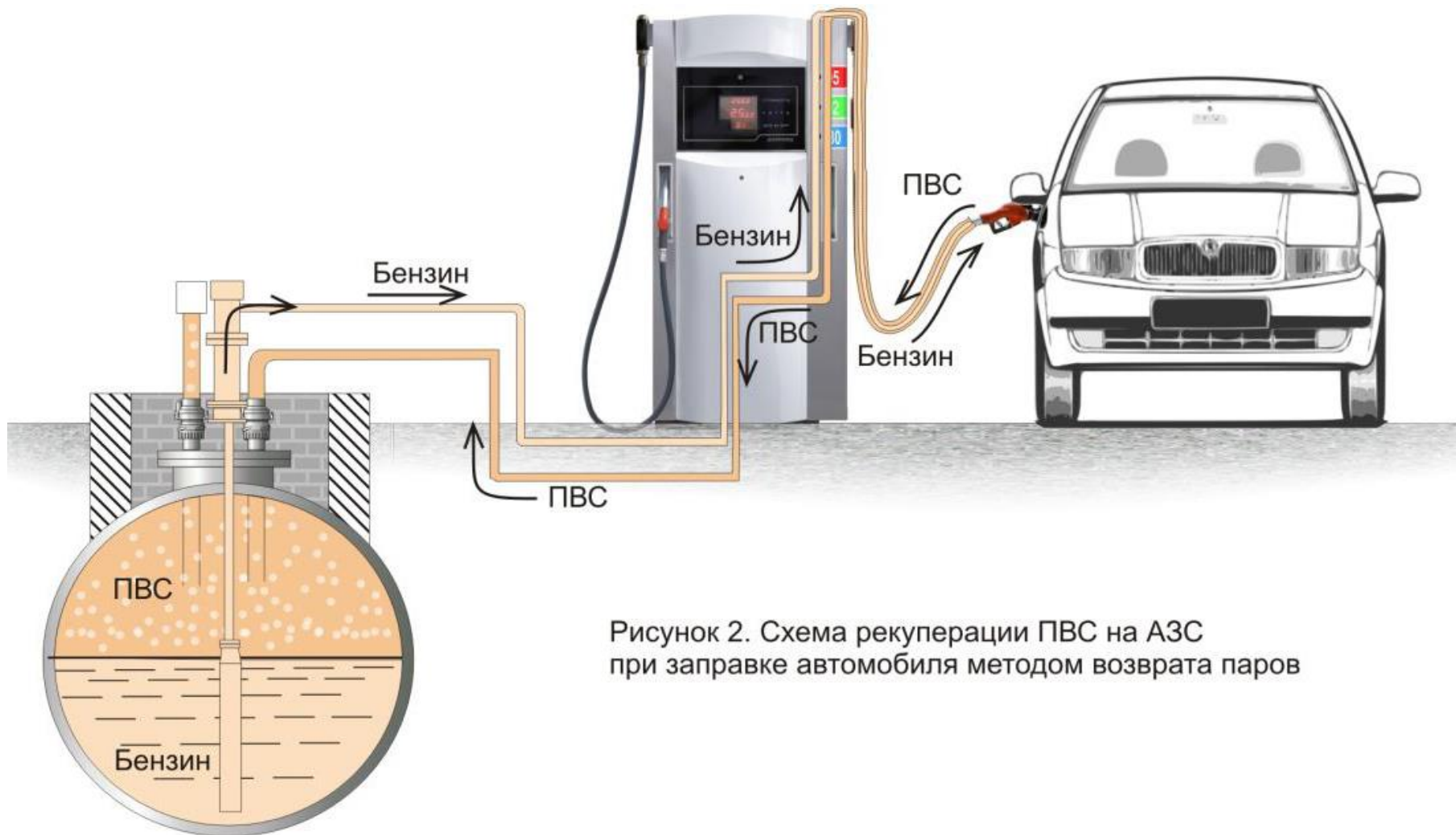


Рисунок 2. Схема рекуперации ПВС на АЗС при заправке автомобиля методом возврата паров

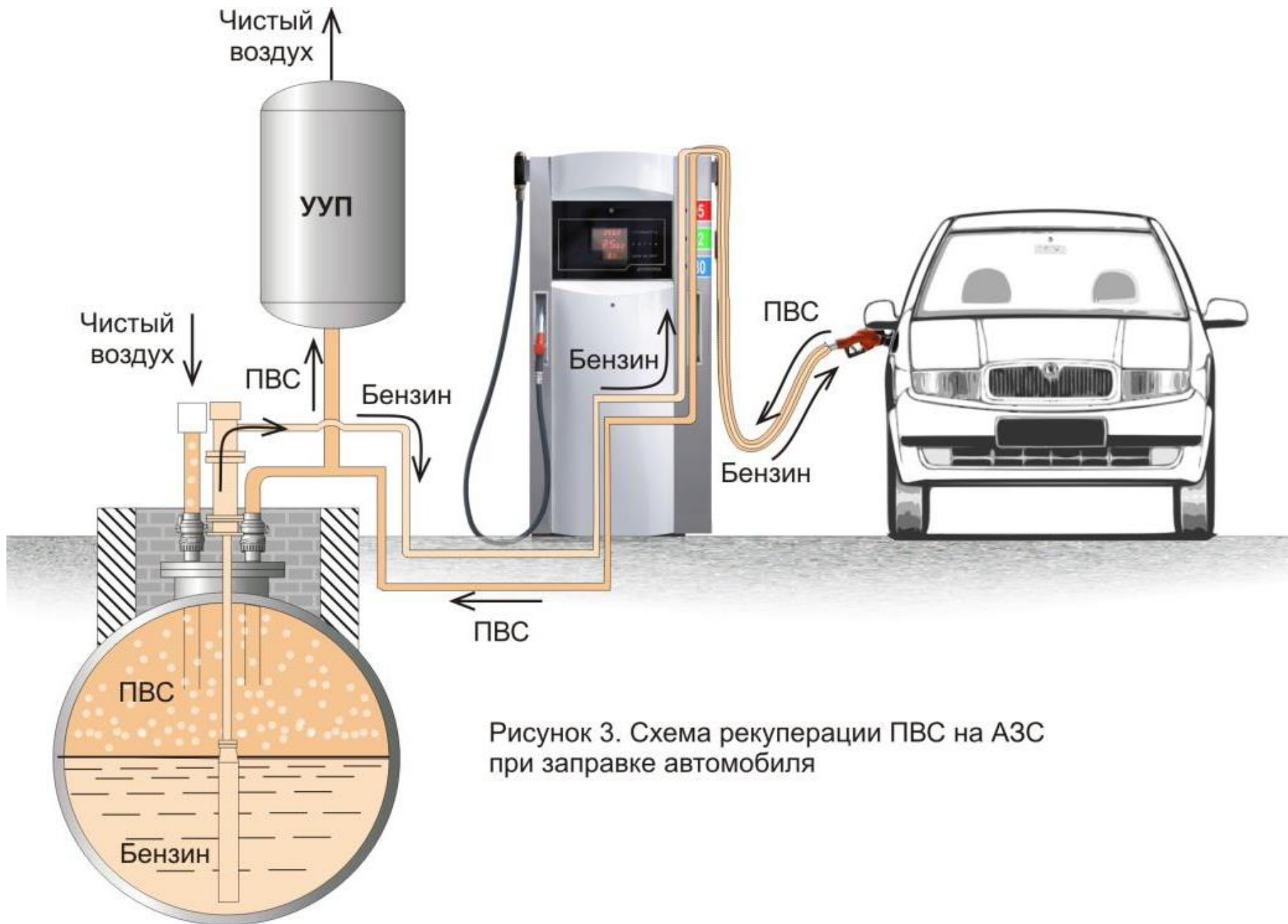


Рисунок 3. Схема рекуперации ПВС на АЗС при заправке автомобиля

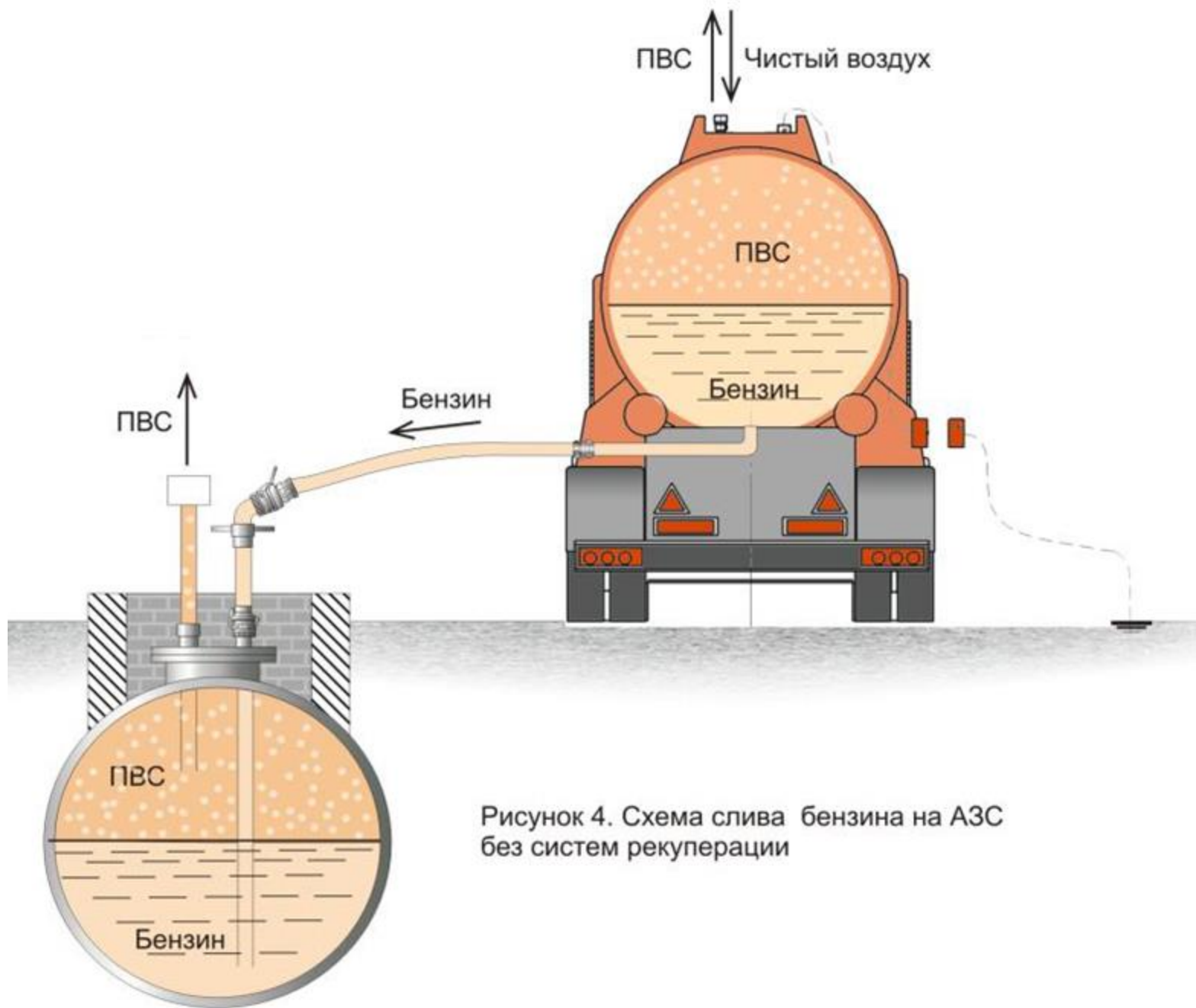


Рисунок 4. Схема слива бензина на АЗС без систем рекуперации

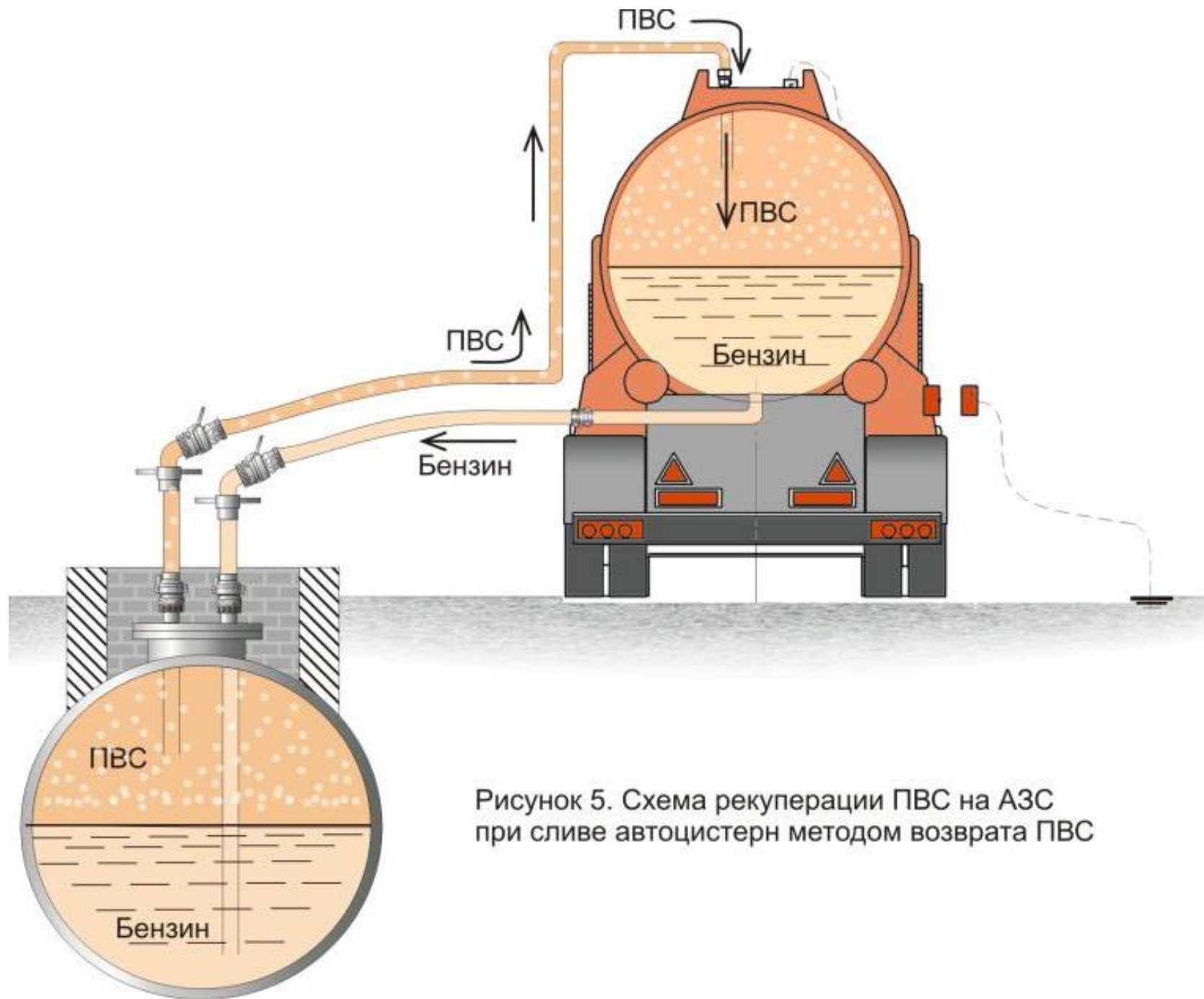


Рисунок 5. Схема рекуперации ПВС на АЗС при сливе автоцистерн методом возврата ПВС

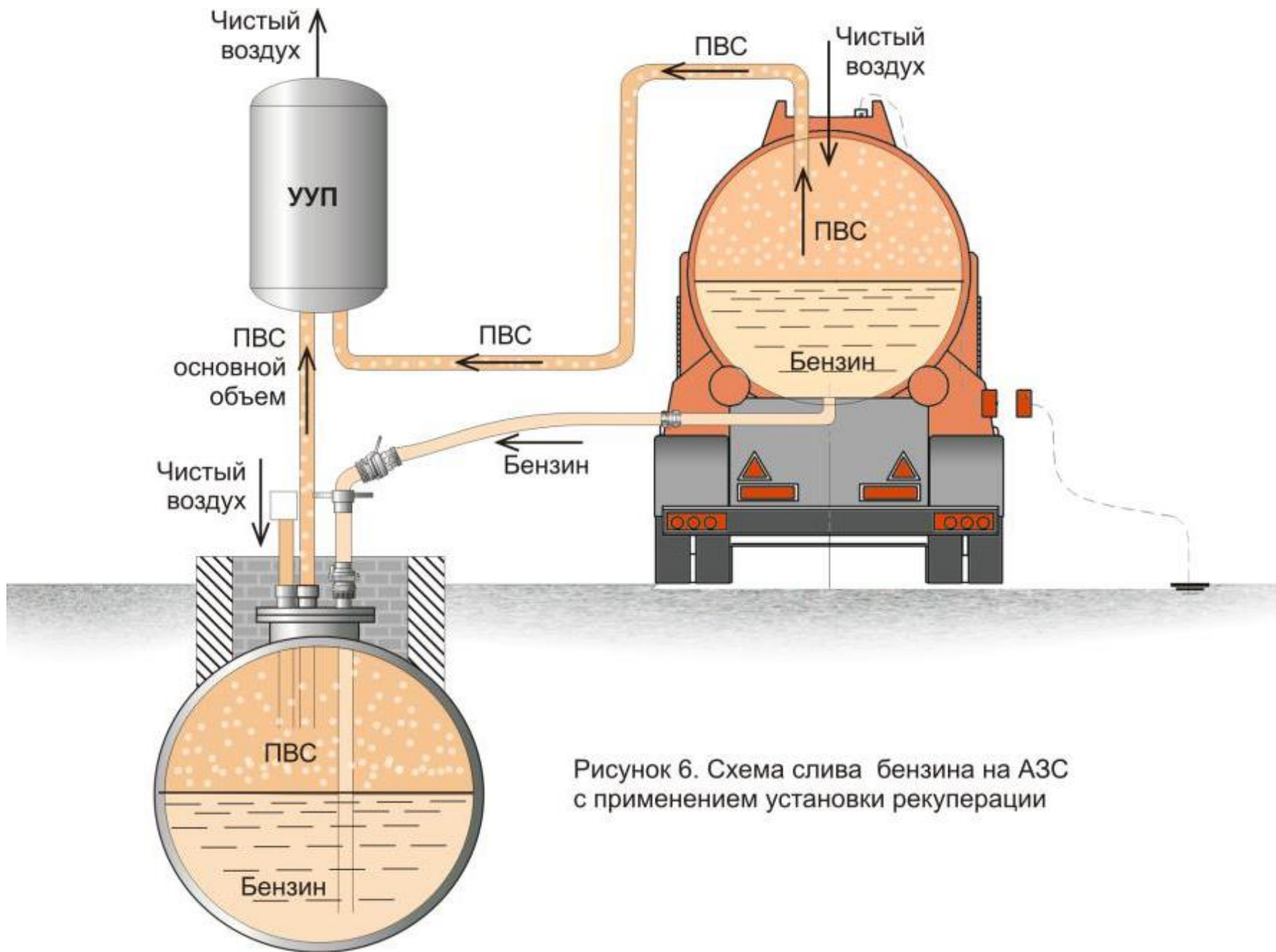


Рисунок 6. Схема слива бензина на АЗС с применением установки рекуперации

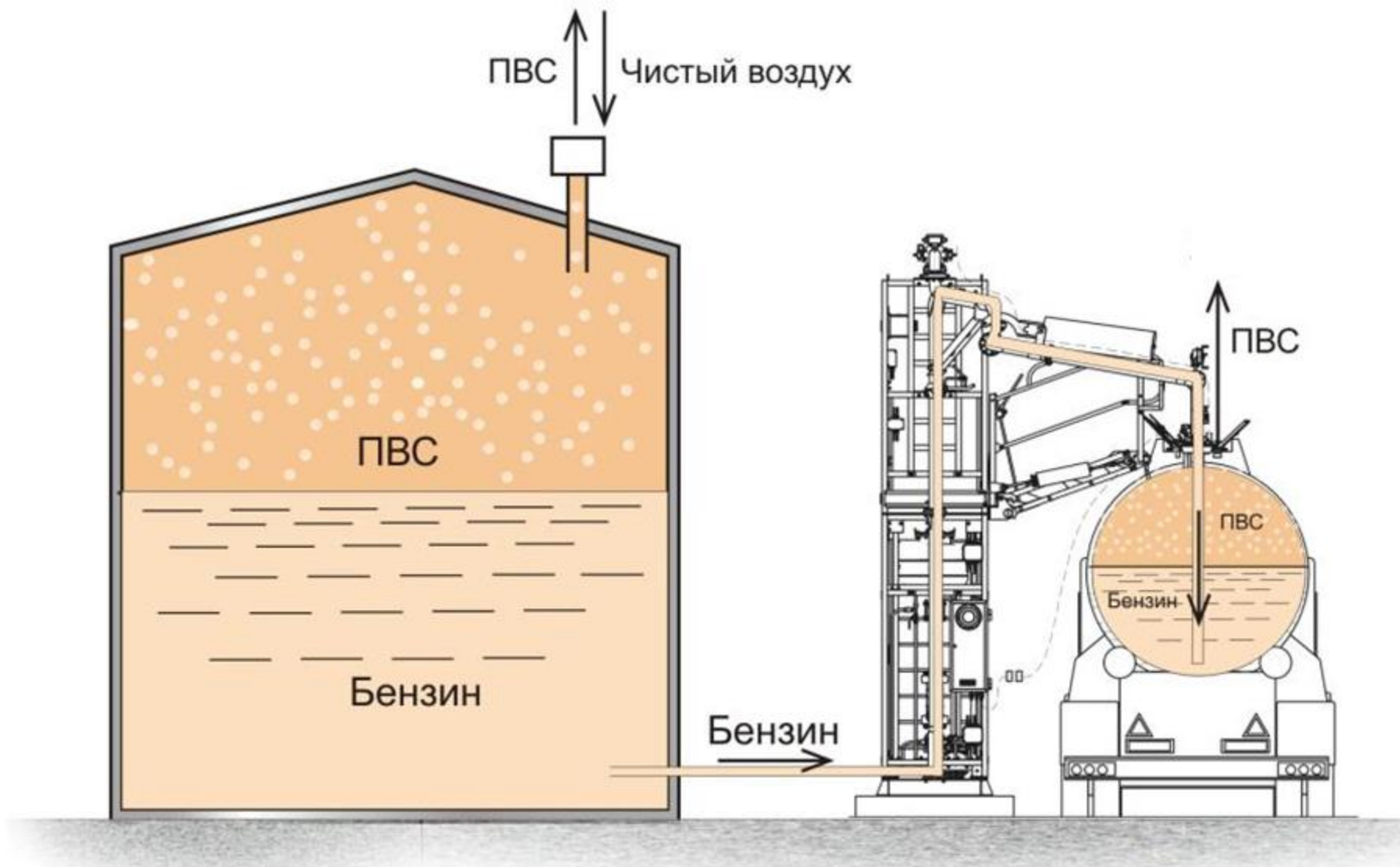


Рисунок 7. Схема налива автоцистерн без системы рекуперации

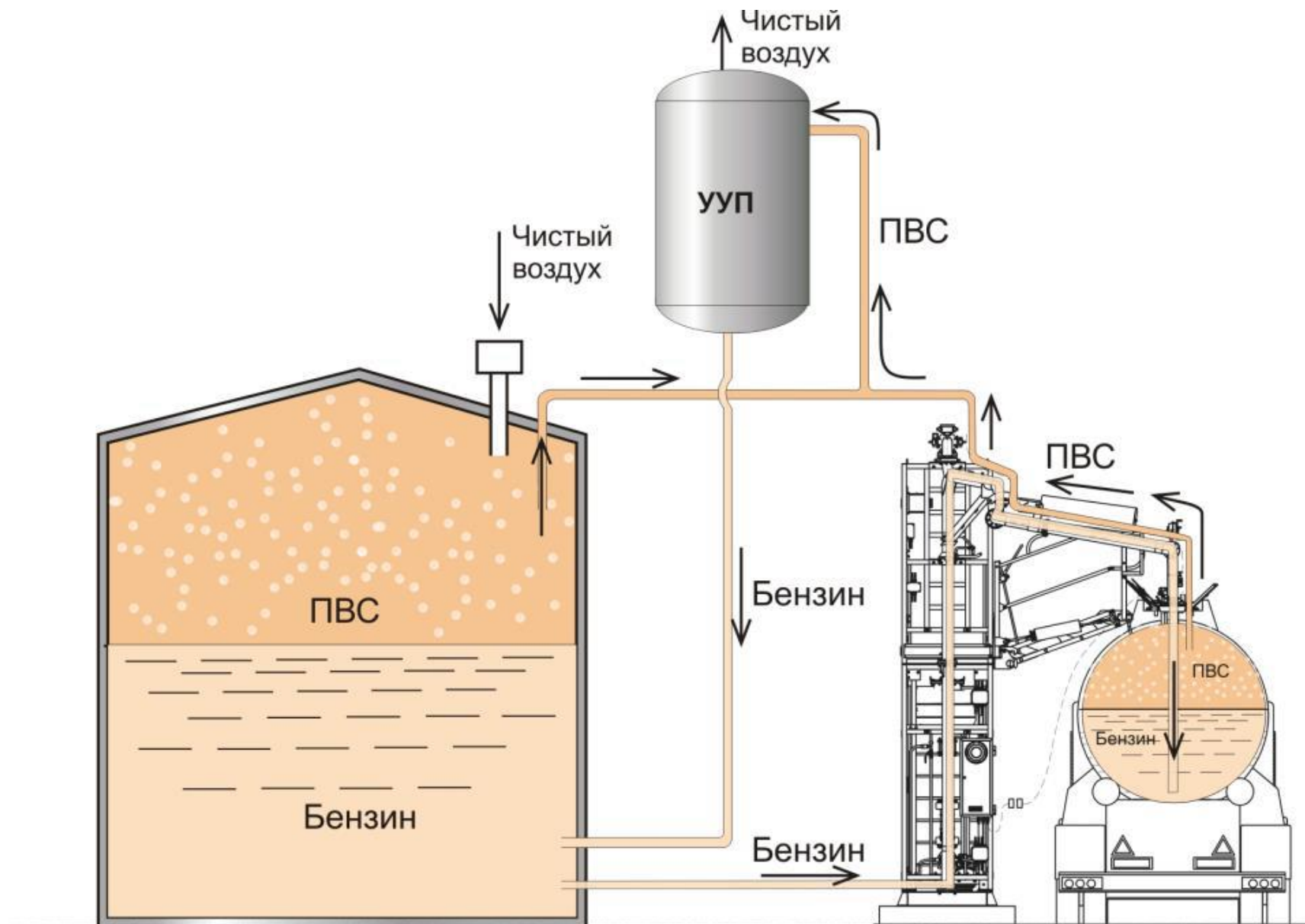


Рисунок 9. Схема налива автоцистерн с применением установки рекуперации

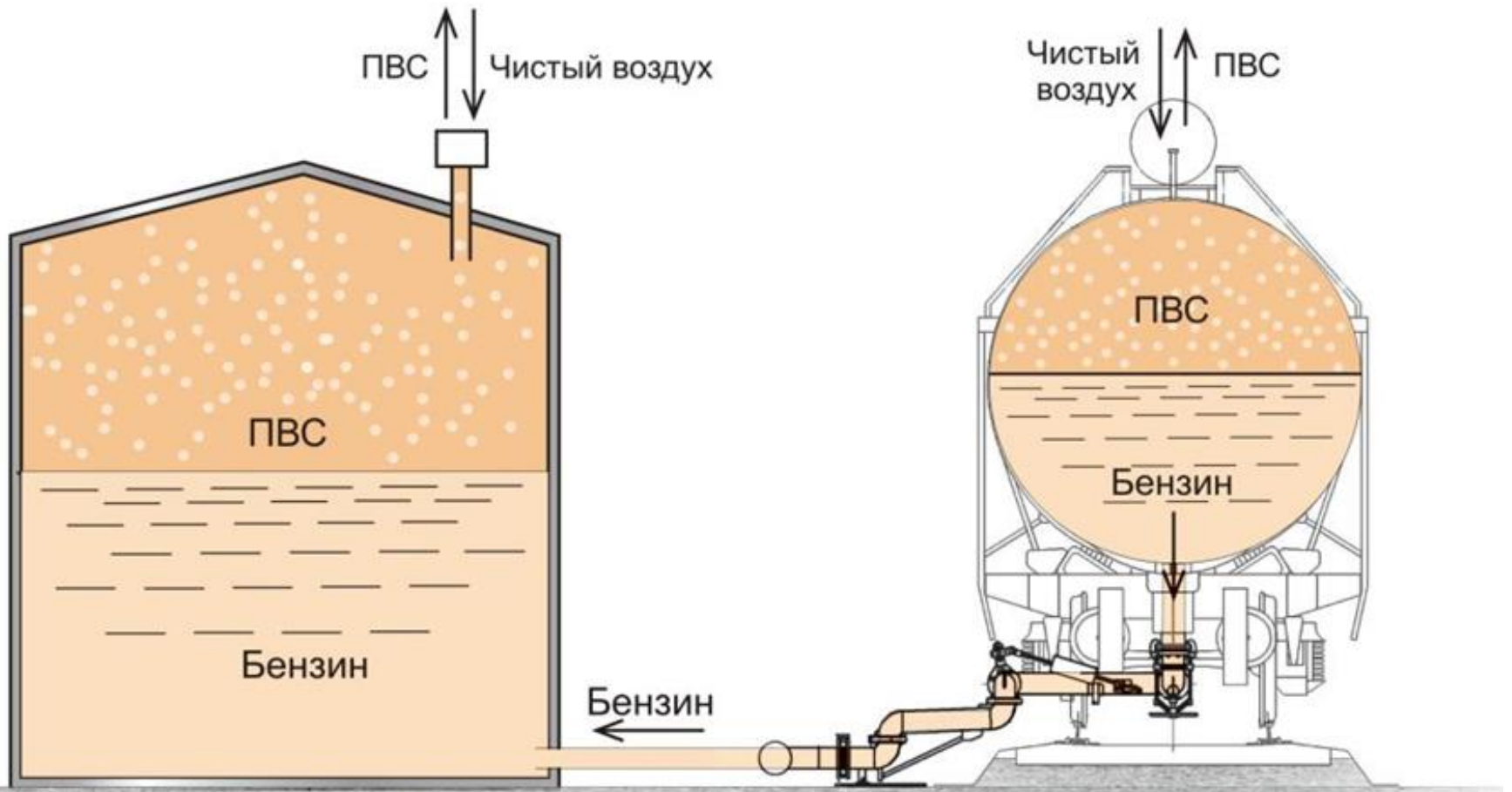


Рисунок 10. Схема слива Ж.Д. цистерн без системы рекуперации

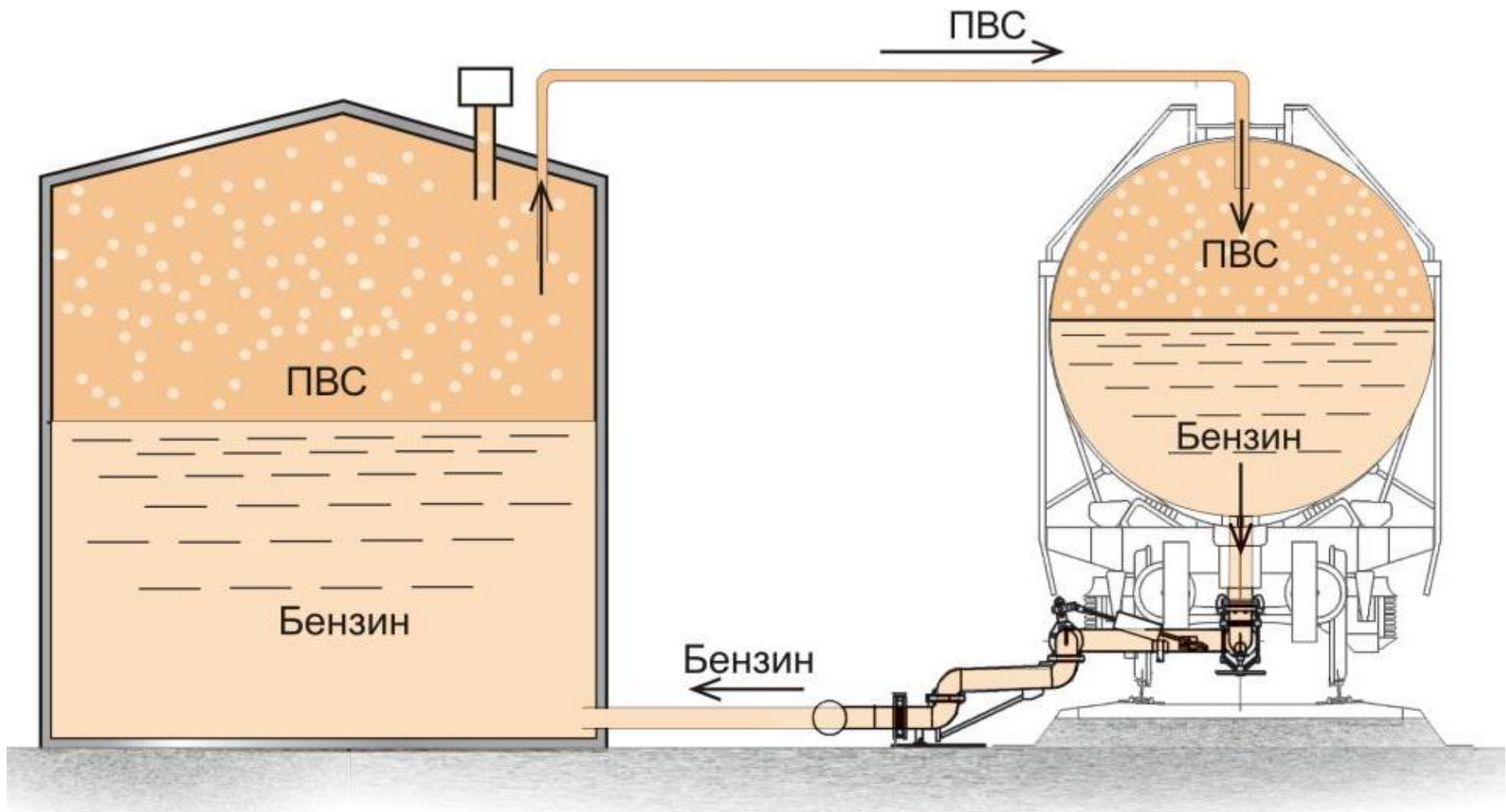


Рисунок 11. Схема слива Ж.Д. цистерн с использованием рекуперации методом возврата

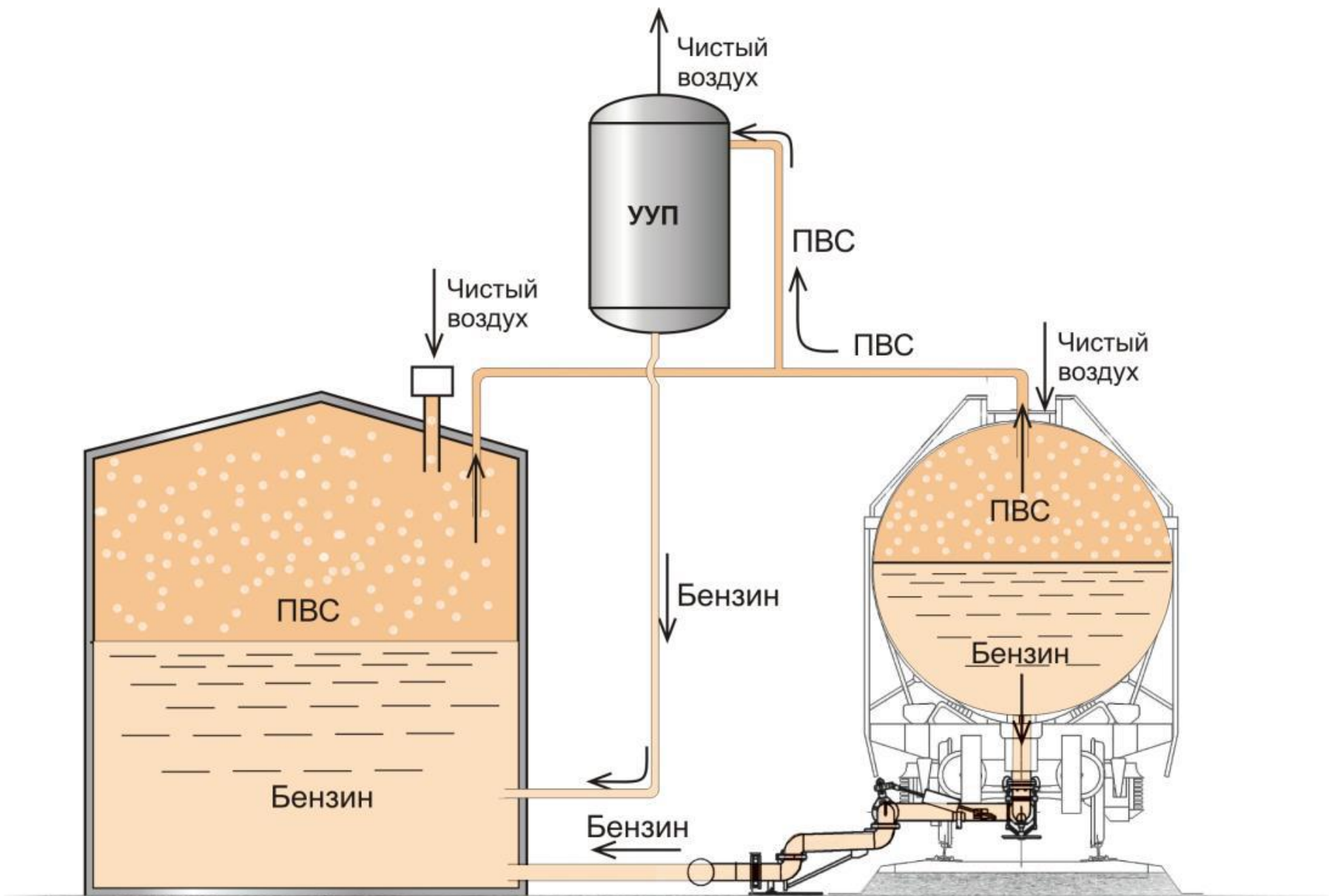


Рисунок 12. Схема слива Ж.Д. цистерн с использованием установки рекуперации

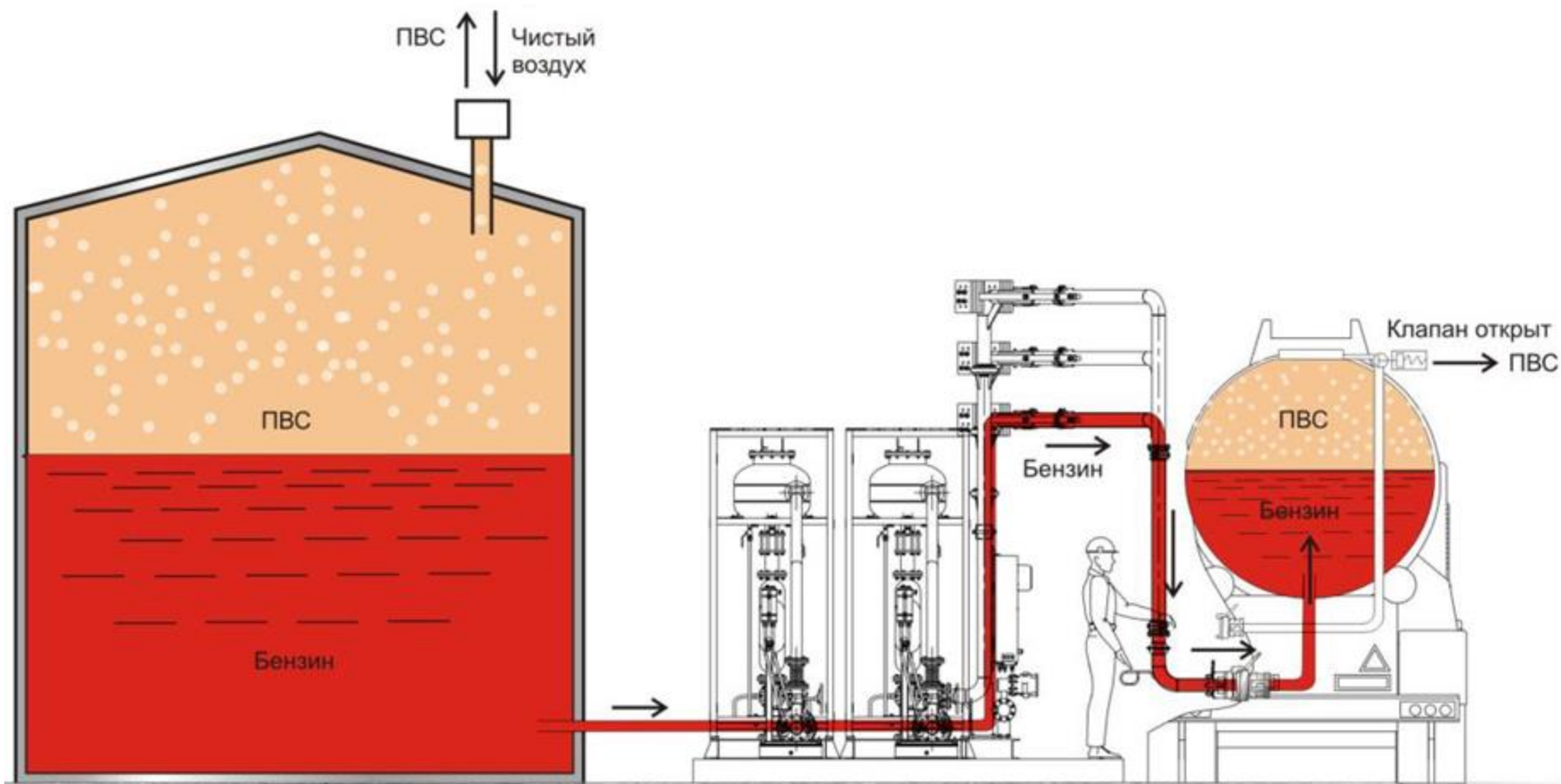


Рисунок 10. Схема нижнего налива автоцистерн без систем рекуперации

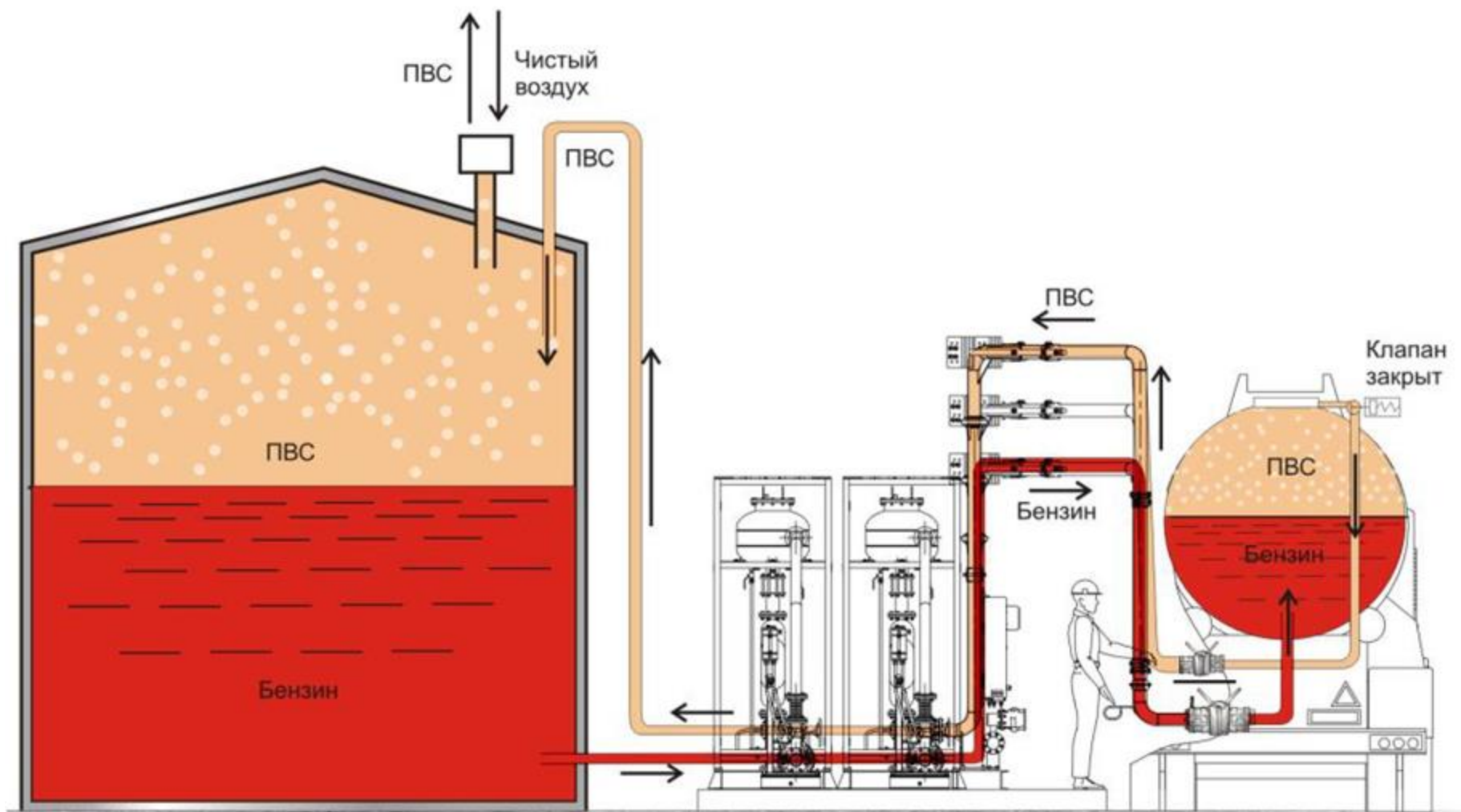


Рисунок 11. Схема нижнего налива автоцистерн с использованием рекуперации методом возврата паров

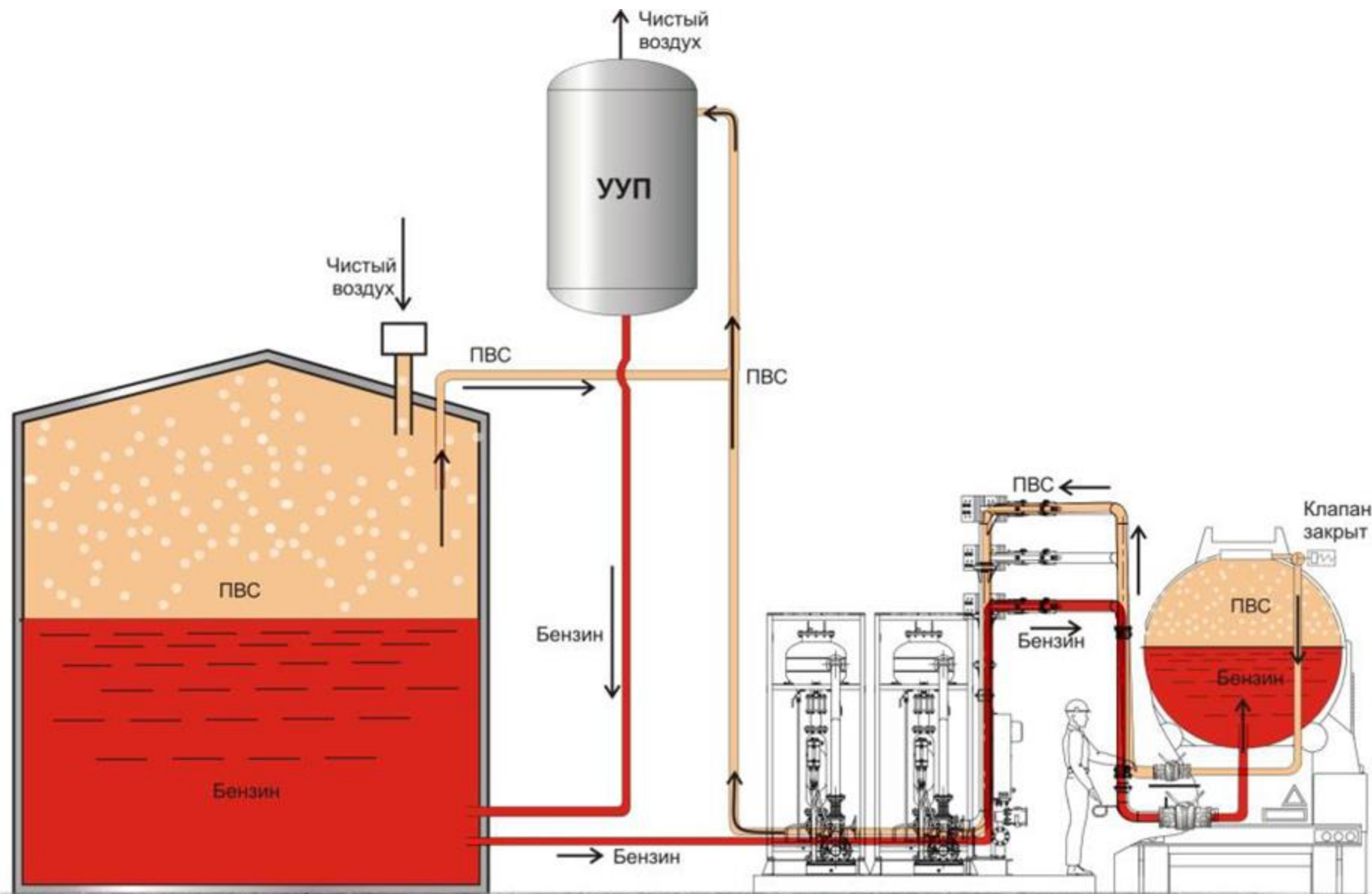


Рисунок 12. Схема нижнего налива автоцистерн с применением установки рекуперации

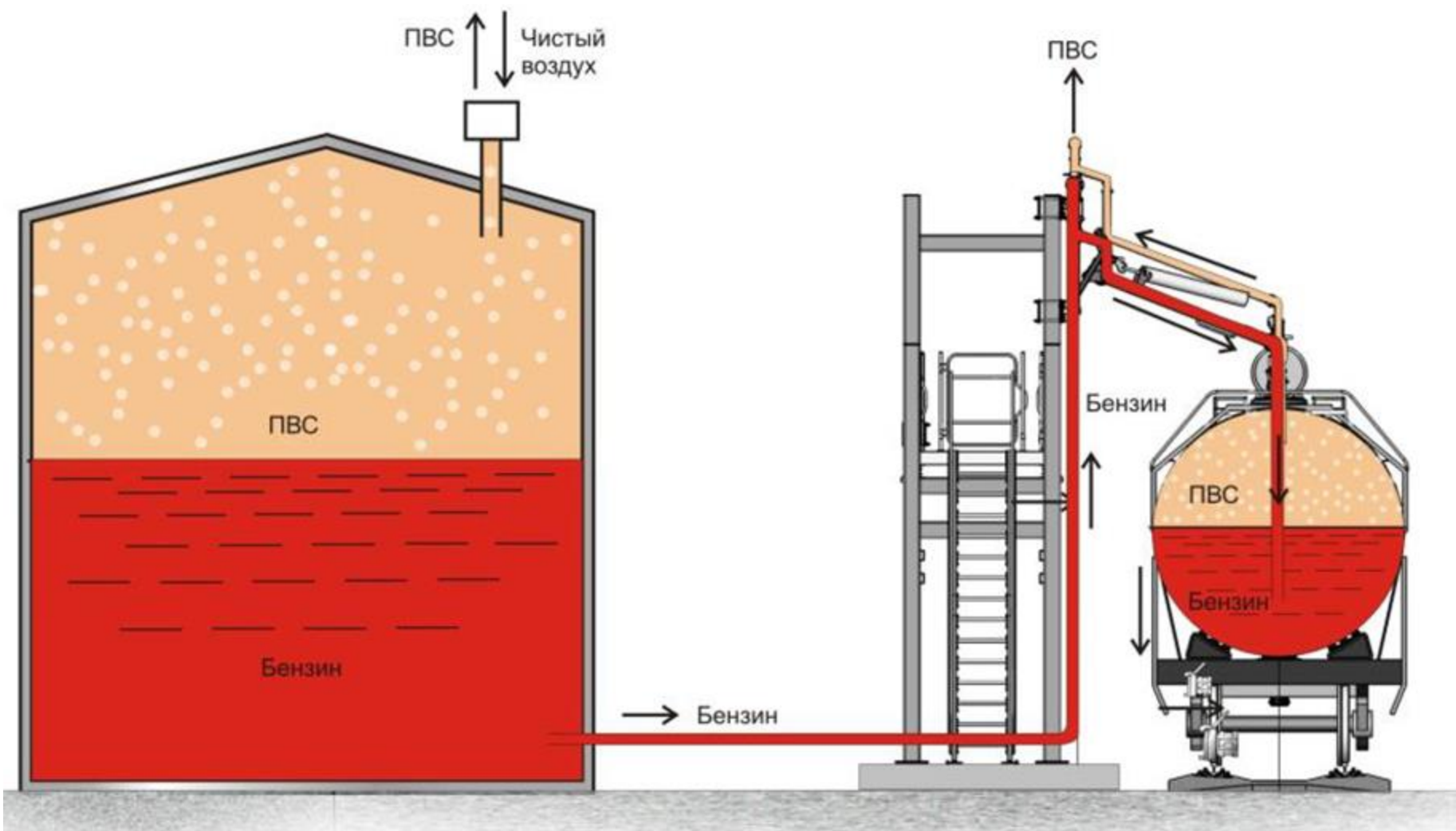


Рисунок 16. Схема налива бензинов и нефти в Ж.Д. цистерны без систем рекуперации

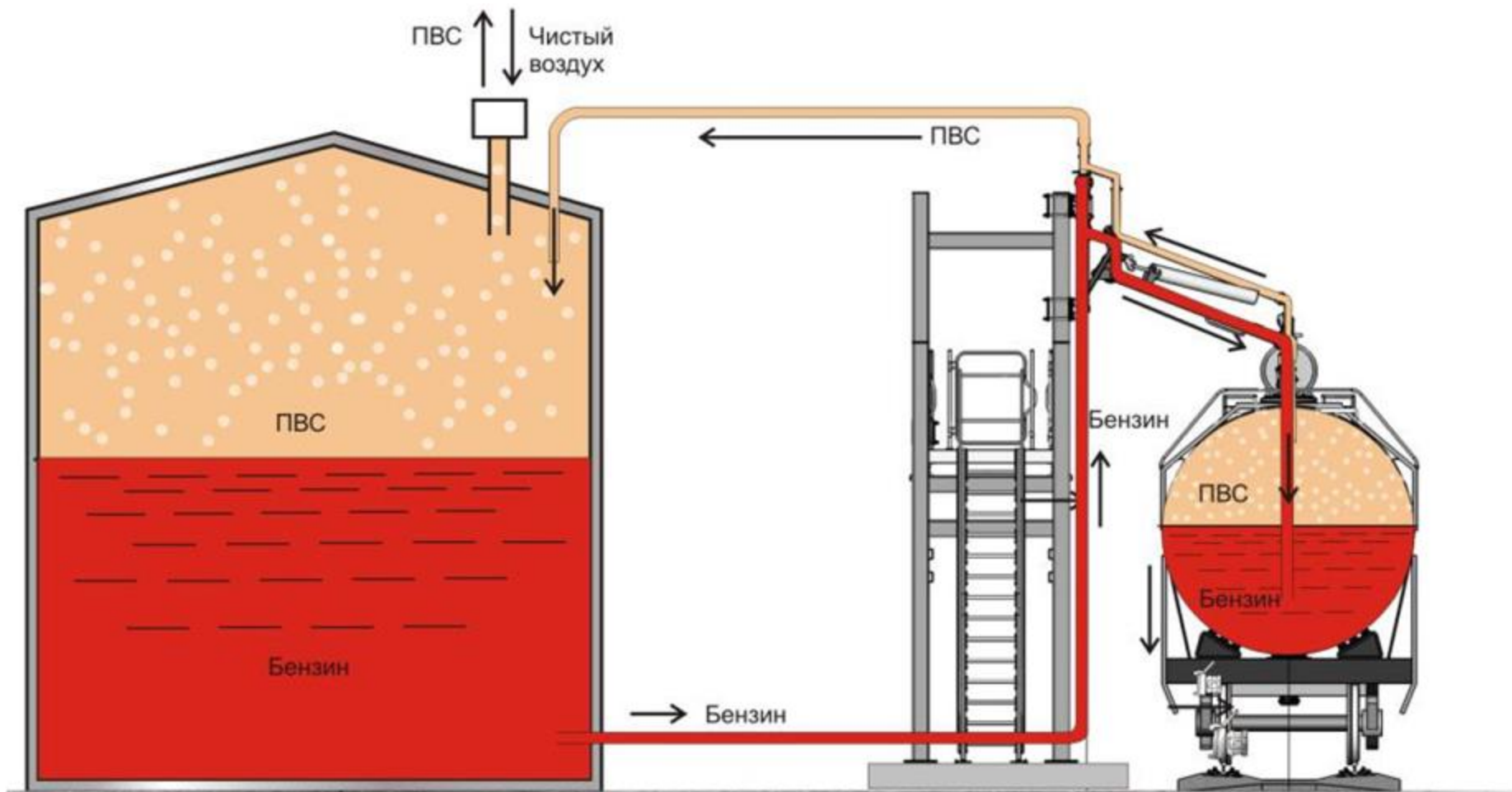


Рисунок 17. Схема налива бензинов и нефти в Ж.Д. цистерны с использованием системы рекуперации методом возврата ПВС

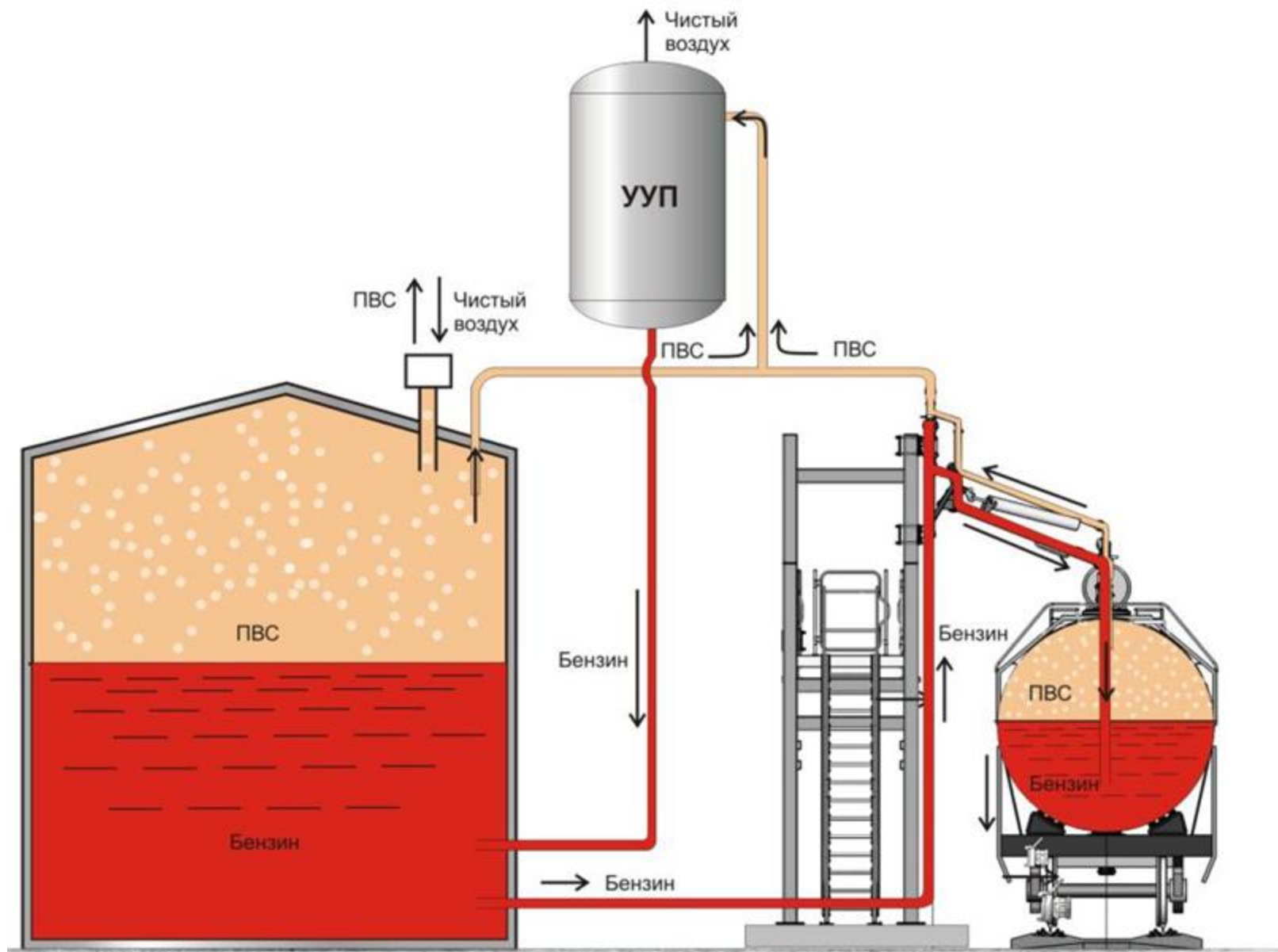


Рисунок 18. Схема налива бензинов и нефти в Ж.Д. цистерны с использованием установок рекуперации

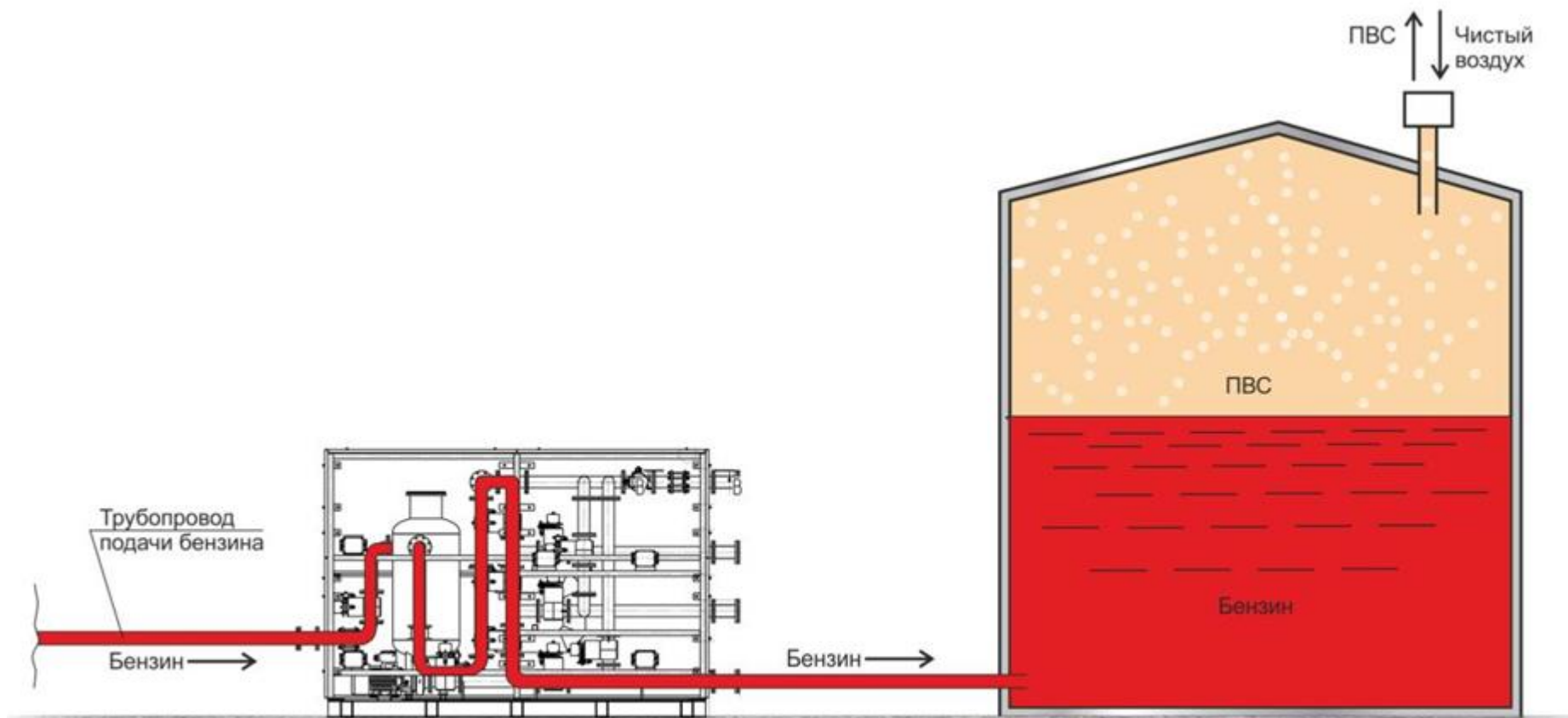


Рисунок 19. Схема приемки бензинов и нефти по трубопроводу без систем рекуперации

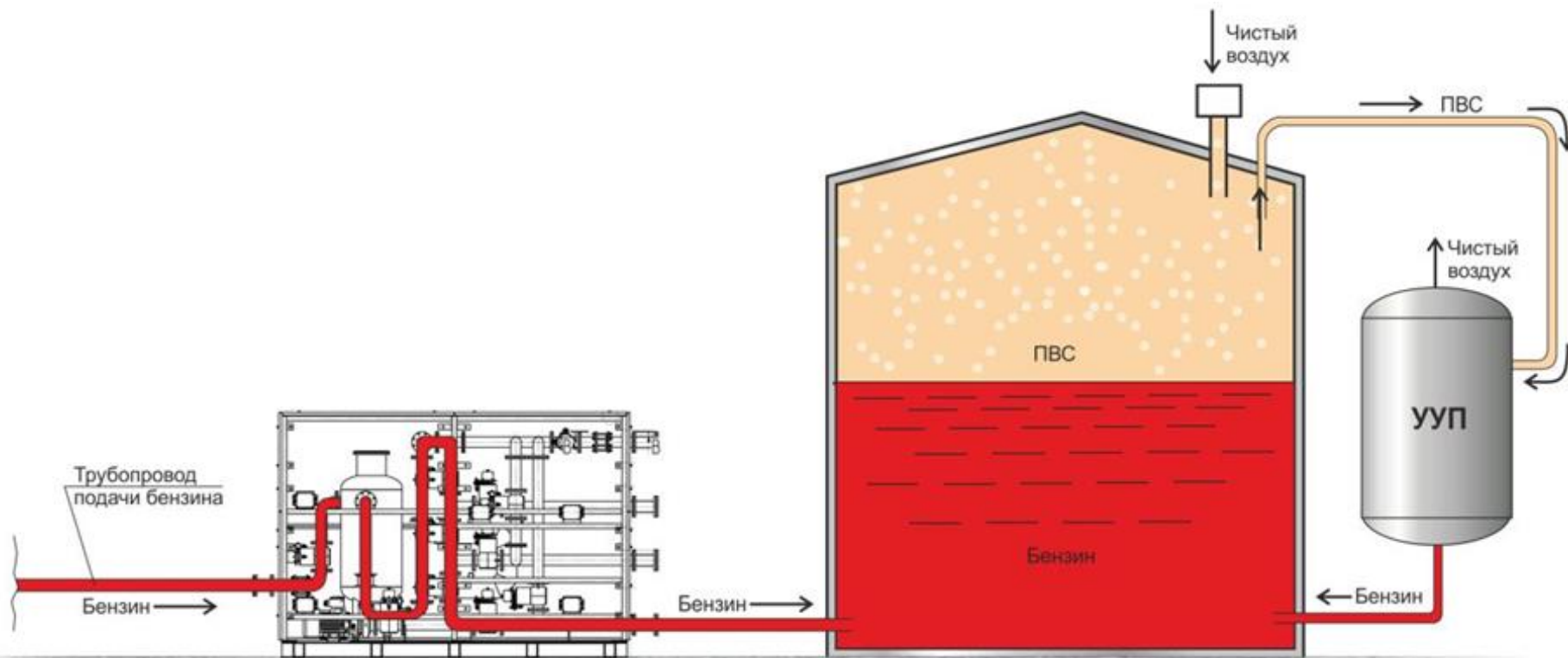


Рисунок 20. Схема приемки бензинов и нефти по трубопроводу с использованием установки рекуперации

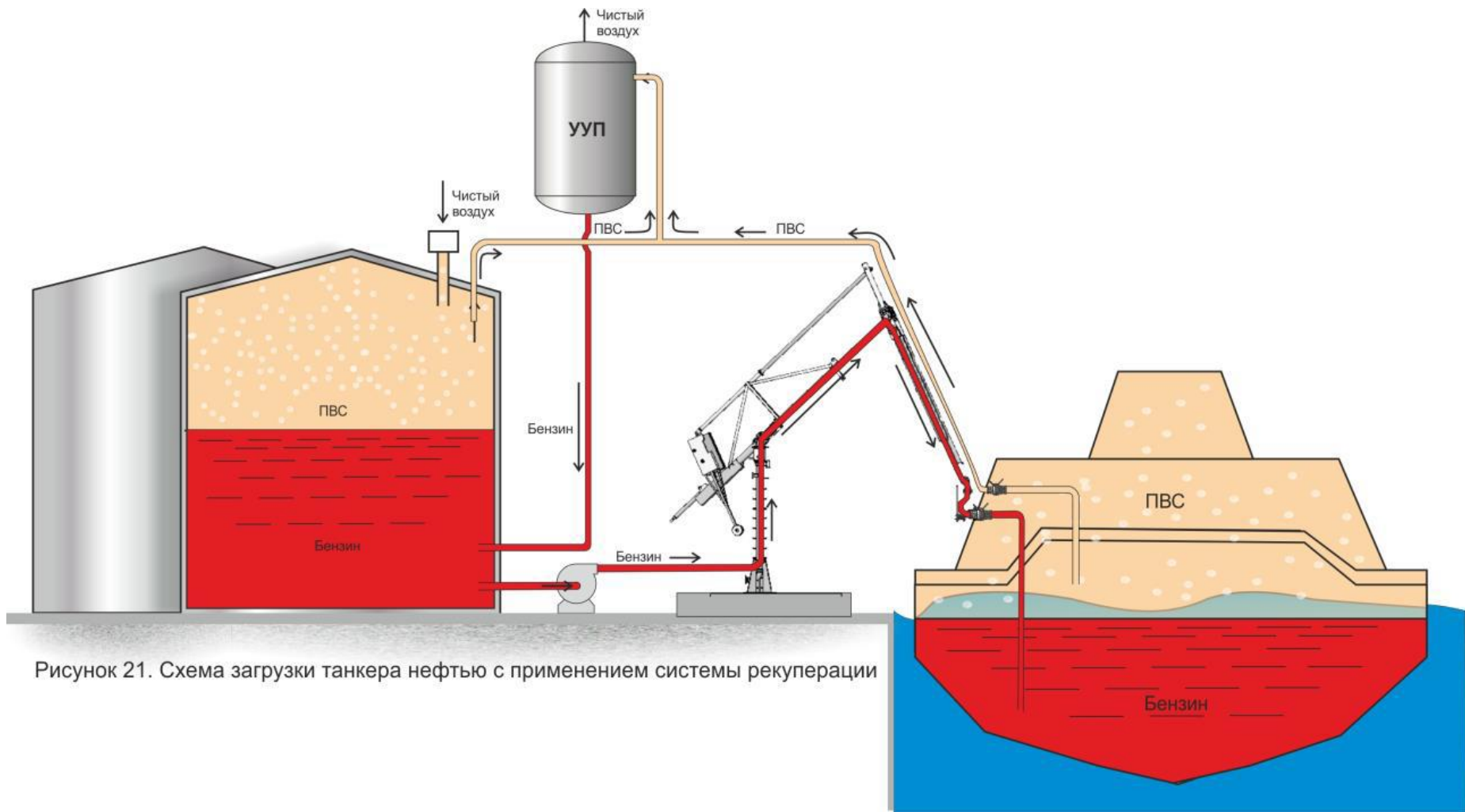


Рисунок 21. Схема загрузки танкера нефтью с применением системы рекуперации

Пятая группа – организационно-технические мероприятия.

Наиболее эффективными являются следующие организационные мероприятия:

- для уменьшения потерь от «малых дыханий» в резервуарах нефтепродукты необходимо хранить при максимальном заполнении резервуаров, так как в этом случае достигается наименьший объем газового пространства;

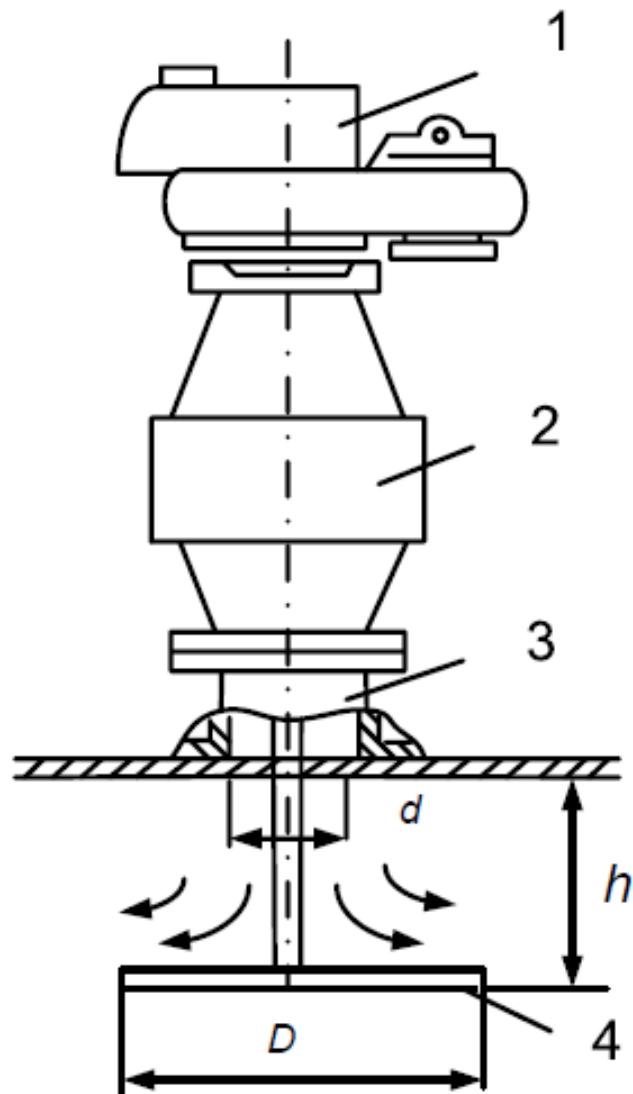
- для сокращения потерь от «больших дыханий» необходимо максимально сократить внутрибазовые перекачки нефтепродукта из резервуара в резервуар;

- чем меньше промежуток времени между выкачкой и закачкой нефтепродукта в резервуар, тем меньше величина потерь от «больших дыханий» и потерь от «обратного выдоха»;

- потери от «малых дыханий» прямо пропорциональны площади испарения, поэтому легкоиспаряющиеся нефтепродукты выгоднее хранить в резервуарах большого объема;

- важное значение имеет техническое состояние резервуаров и дыхательной арматуры. Регулярная проверка герметичности крыши резервуара и исправности клапанов может предотвратить потери от вентиляции газового пространства;

- при выкачке нефтепродуктов из оперативных резервуаров, имеющих высокие коэффициенты оборачиваемости, сокращение потерь до 25% может быть достигнуто установкой под дыхательным клапаном дисков отражателей.



Установка диска-отражателя на резервуаре:

1 – дыхательный клапан; 2 – огневой предохранитель;

3 – монтажный патрубок; 4 – диск-отражатель

Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов

Естественная убыль нефтепродуктов – это потери (уменьшение массы при сохранении качества в пределах требований нормативных документов), являющиеся следствием физико-химических свойств нефтепродуктов, воздействия метеорологических факторов и несовершенства существующих в данное время средств защиты нефтепродуктов от испарения и налипания при транспортировании, приеме, хранении и отпуске.

Нормы естественной убыли являются предельно допустимыми и применяются только в случаях фактических недостатков нефти и нефтепродуктов.

В нормы естественной убыли не включаются потери нефти и нефтепродуктов:

- связанные с ремонтом и зачисткой резервуаров, трубопроводов, нефтеналивных судов;
- потери при врезках лупингов и вставок;
- все виды аварийных потерь;
- потери при внутрискладских перекачках.

Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов дифференцированы (в соответствии с Приказом Минэнерго РФ N 280 от 16.04.2018 года «Об утверждении норм естественной убыли нефти при хранении», Приказом Минэнерго РФ N 281 от 16.04.2018 «Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при хранении» и с Приказом Минэнерго России N 1035, Минтранса России N 412 от 15.11.2018 "Об утверждении норм естественной убыли нефти и нефтепродуктов при перевозке железнодорожным, автомобильным, водным видами транспорта и в смешанном железнодорожно-водном сообщении" в зависимости от:

- вида технологических операций;**
- физико-химических свойств нефтепродукта;**
- времени года и климатического пояса (зоны), в которых расположена нефтебаза.**

Естественная убыль исчисляется в кг на 1 т принятого за отчетный период количества нефти или нефтепродуктов.

Нормы естественной убыли нефтепродуктов при хранении

Распределение нефтепродуктов по группам для применения норм естественной убыли нефтепродуктов на нефтебазах (складах, хранилищах) и автозаправочных станциях (автозаправочных комплексах, топливозаправочных пунктах)

Группа нефтепродуктов	Наименование нефтепродукта
1	2
1	Бензины автомобильные всех марок. Прямогонные бензины. Газовый конденсат стабильный. Бензин газовый стабильный (из газового конденсата).
2	Нефтяные растворители всех марок с температурой начала кипения от +50 °С до 100 °С. Бензины авиационные всех марок. Изооктан технический. Гептан нормальный. Бензол нефтяной. Отработанные нефтепродукты марки СНО. Топливо для реактивных двигателей Т-2.
3	Нефтяные растворители всех марок с температурой начала кипения от 100 °С и выше. Топлива для реактивных двигателей с температурой начала кипения от 100 °С до 150 °С, кроме Т-2. Сольвент нефтяной. Керосин для технических целей. Лигроин приборный. Ксилол нефтяной. Толуол нефтяной. Этилбензол технический.
4	Керосины осветительные всех марок. Топлива дизельные и судовые с температурой помутнения (застывания) или с предельной температурой фильтруемости ниже минус 10 °С. Топлива для реактивных двигателей с температурой начала кипения более 150 °С. Изопропилбензол технический.
5	Топлива дизельные и судовые с температурой помутнения (застывания) или с предельной температурой фильтруемости от минус 10 °С и выше. Топливо печное бытовое. Топливо моторное для среднеоборотных и малооборотных дизелей.
6	Мазуты всех марок. Масла смазочные всех марок. Битумы нефтяные жидкие. Прочие жидкие нефтепродукты, требующие подогрева. Отработанные нефтепродукты, кроме марки СНО.

**Распределение субъектов Российской Федерации по климатическим группам
для применения норм естественной убыли нефтепродуктов**

Климатическая группа	Обозначение климатического района	Обозначение климатической группы (подгруппы) для применения норм	Субъекты Российской Федерации: республики, края, области, автономная область, автономные округа
1	2	3	4
1-я (соответствует холодному макроклиматическому району)	I ₁ , II ₂	1 (1)	Республики: Саха (Якутия) Автономные округа: Чукотский
	I ₂ , II ₃	1 (2)	Республики: Коми Края: Красноярский (севернее 56 с.ш.), Хабаровский (севернее 56 с.ш.) Области: Амурская, Магаданская, Мурманская, Томская Автономные округа: Ненецкий, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий
2-я (соответствует холодному умеренному макроклиматическому району)	II ₄	2 (1)	Республики: Алтай, Бурятия, Карелия, Тыва, Хакасия Края: Алтайский, Забайкальский, Красноярский (южнее 56 с.ш.), Пермский, Хабаровский (южнее 56 с.ш.) Области: Архангельская, Иркутская, Кемеровская, Курганская, Курская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Тюменская, Челябинская Автономная область: Еврейская
	II ₅	2 (2)	Республики: Башкортостан, Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Удмуртская, Чувашская Республика - Чувашия Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Вологодская, Воронежская, Ивановская, Калининградская, Калужская, Кировская, Костромская, Ленинградская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Новгородская, Оренбургская, Орловская, Пензенская, Псковская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская Города федерального значения: Москва, Санкт-Петербург
	II ₆	2 (3)	Края: Камчатский, Приморский Области: Сахалинская
3-я (соответствует теплему умеренному макроклиматическому району)	II ₇	3 (1)	Республики: Калмыкия, Карачаево-Черкесская, Северная Осетия - Алания Области: Волгоградская, Ростовская
	II ₉ II ₁₁	3 (2)	Республики: Адыгея, Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкарская, Крым, Чеченская Края: Краснодарский, Ставропольский Области: Астраханская Город федерального значения: Севастополь

НОРМЫ естественной убыли нефтепродуктов при хранении

1. Нормы естественной убыли нефтепродуктов 1 группы в первый месяц хранения в резервуарах (от 1 суток до месяца)
(в килограммах на 1 тонну хранимого нефтепродукта в месяц)

Климатическая группа (подгруппа)	Тип резервуара (емкости)	Вместимость резервуара, м ³													
		100 и менее		101 - 400		401 - 1000		1001 - 3000		3001 - 5000		5001 - 10000		свыше 10000	
		Нормы естественной убыли нефтепродукта, кг/т													
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1 (1)	Наземный стальной	0,080	0,640	0,075	0,517	0,054	0,393	0,038	0,285	0,028	0,196	0,024	0,173	0,022	0,148
	Наземный стальной с понтоном	0,016	0,145	0,010	0,126	0,009	0,107	0,008	0,073	0,007	0,058	0,006	0,041	0,005	0,035
1 (2)	Наземный стальной	0,140	0,711	0,130	0,531	0,110	0,435	0,056	0,294	0,040	0,218	0,030	0,201	0,025	0,184
	Наземный стальной с	0,031	0,143	0,030	0,138	0,029	0,095	0,023	0,074	0,015	0,068	0,014	0,058	0,012	0,050

	ПОНТОНОМ														
2 (1)	Наземный стальной	0,160	0,812	0,141	0,721	0,115	0,583	0,076	0,375	0,064	0,314	0,055	0,275	0,047	0,214
	Наземный стальной с понтоном	0,042	0,171	0,035	0,160	0,023	0,148	0,019	0,098	0,017	0,077	0,015	0,067	0,013	0,054
2 (2)	Наземный стальной	0,171	0,841	0,160	0,737	0,124	0,588	0,081	0,377	0,069	0,310	0,058	0,281	0,047	0,274
	Наземный стальной с понтоном	0,051	0,173	0,042	0,164	0,034	0,151	0,024	0,093	0,021	0,074	0,019	0,065	0,017	0,056
2 (3)	Наземный стальной	0,194	0,843	0,186	0,651	0,148	0,585	0,086	0,407	0,080	0,307	0,072	0,281	0,063	0,234
	Наземный стальной с понтоном	0,056	0,182	0,047	0,178	0,040	0,103	0,023	0,084	0,020	0,073	0,018	0,065	0,016	0,057
3 (1)	Наземный стальной	0,286	0,873	0,279	0,842	0,234	0,638	0,128	0,447	0,120	0,338	0,109	0,294	0,098	0,258
	Наземный стальной с понтоном	0,063	0,212	0,058	0,196	0,051	0,171	0,036	0,093	0,024	0,081	0,019	0,070	0,014	0,063
3 (2)	Наземный стальной	0,296	0,868	0,282	0,859	0,245	0,728	0,154	0,421	0,125	0,337	0,110	0,301	0,098	0,274
	Наземный стальной с понтоном	0,065	0,222	0,059	0,218	0,052	0,201	0,039	0,097	0,026	0,084	0,018	0,073	0,012	0,063

2. Нормы естественной убыли нефтепродуктов 2 группы в первый месяц хранения в резервуарах (от 1 суток до месяца)

(в килограммах на 1 тонну хранимого нефтепродукта в месяц)

Климатическая группа (подгруппа)	Тип резервуара (емкости)	Вместимость резервуара, м ³													
		100 и менее		101 - 400		401 - 1000		1001 - 3000		3001 - 5000		5001 - 10000		свыше 10000	
		Нормы естественной убыли нефтепродукта, кг/т													
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1 (1)	Наземный стальной	0,061	0,468	0,041	0,278	0,037	0,221	0,025	0,162	0,016	0,149	0,014	0,124	0,011	0,105
	Наземный стальной с понтоном	0,014	0,119	0,008	0,071	0,005	0,058	0,004	0,043	0,004	0,035	0,003	0,031	0,003	0,027
1 (2)	Наземный стальной	0,105	0,501	0,070	0,365	0,040	0,274	0,028	0,212	0,021	0,173	0,018	0,145	0,015	0,118
	Наземный стальной с понтоном	0,021	0,115	0,016	0,088	0,011	0,062	0,008	0,051	0,007	0,039	0,006	0,034	0,005	0,029
2 (1)	Наземный стальной	0,120	0,604	0,075	0,431	0,068	0,342	0,050	0,251	0,035	0,209	0,031	0,180	0,025	0,151
	Наземный стальной с понтоном	0,031	0,117	0,022	0,105	0,016	0,081	0,013	0,060	0,009	0,048	0,008	0,041	0,006	0,034
2 (2)	Наземный стальной	0,132	0,609	0,108	0,435	0,096	0,420	0,061	0,266	0,059	0,231	0,049	0,204	0,038	0,177
	Наземный стальной с понтоном	0,036	0,119	0,021	0,106	0,019	0,098	0,015	0,063	0,014	0,058	0,012	0,051	0,010	0,044

2 (3)	Наземный стальной	0,152	0,602	0,134	0,349	0,116	0,281	0,062	0,272	0,058	0,225	0,054	0,208	0,049	0,177
	Наземный стальной с понтоном	0,042	0,093	0,028	0,081	0,025	0,077	0,020	0,065	0,014	0,058	0,013	0,041	0,012	0,029
3 (1)	Наземный стальной	0,181	0,611	0,121	0,513	0,108	0,418	0,081	0,304	0,072	0,261	0,061	0,233	0,052	0,201
	Наземный стальной с понтоном	0,044	0,152	0,029	0,131	0,026	0,104	0,022	0,068	0,018	0,061	0,015	0,058	0,011	0,049
3 (2)	Наземный стальной	0,191	0,631	0,182	0,571	0,161	0,455	0,096	0,304	0,088	0,267	0,082	0,251	0,073	0,232
	Наземный стальной с понтоном	0,046	0,167	0,040	0,149	0,036	0,113	0,024	0,071	0,021	0,065	0,019	0,057	0,016	0,051

3. Нормы естественной убыли нефтепродуктов 3, 4, 5, 6 групп в первый месяц хранения в резервуарах (от 1 суток до месяца)

(в килограммах на 1 тонну хранимого нефтепродукта в месяц)

Тип резервуара (емкости)	Климатическая группа (подгруппа)	Группа нефтепродукта							
		3		4		5		6	
		Нормы естественной убыли нефтепродукта, кг/т							
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Наземный стальной	1 (1)	0,025	0,057	0,010	0,035	0,003	0,004	0,006	0,006
	1 (2)	0,036	0,064	0,014	0,038	0,003	0,010	0,006	0,006
	2 (1)	0,037	0,075	0,015	0,046	0,004	0,012	0,006	0,009
	2 (2)	0,039	0,075	0,016	0,046	0,004	0,012	0,006	0,009
	2 (3)	0,042	0,073	0,018	0,043	0,005	0,012	0,006	0,009
	3 (1)	0,044	0,075	0,019	0,046	0,005	0,012	0,006	0,009
	3 (2)	0,049	0,092	0,021	0,053	0,007	0,014	0,012	0,009
Заглубленный	1 (1)	0,015	0,034	0,008	0,019	0,002	0,003	0,012	0,009
	1 (2)	0,018	0,036	0,009	0,024	0,003	0,006	0,012	0,009
	2 (1)	0,020	0,038	0,015	0,024	0,003	0,006	0,012	0,009
	2 (2)	0,021	0,038	0,016	0,025	0,004	0,006	0,012	0,009
	2 (3)	0,023	0,038	0,017	0,025	0,004	0,006	0,012	0,009
	3 (1)	0,024	0,041	0,018	0,029	0,005	0,006	0,012	0,009
	3 (2)	0,026	0,048	0,020	0,029	0,005	0,007	0,012	0,009

4. Нормы естественной убыли нефтепродуктов при хранении более 1 месяца в резервуарах

(в килограммах на 1 тонну хранимого нефтепродукта в месяц)

Климатическая группа (подгруппа)	Тип резервуара (емкости)	Группа нефтепродукта	Вместимость резервуара, м ³													
			100 и менее		101 - 400		401 - 1000		1001 - 3000		3001 - 5000		5001 - 10000		свыше 10000	
			Нормы естественной убыли нефтепродукта, кг/т													
1	2	3	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
1 (1)	Наземный стальной	1	0,072	0,342	0,070	0,291	0,051	0,216	0,039	0,152	0,028	0,112	0,024	0,099	0,018	0,083
		2	0,032	0,258	0,024	0,175	0,021	0,171	0,015	0,122	0,009	0,094	0,008	0,082	0,006	0,068
		3	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006
	Наземный стальной с понтоном	1	0,018	0,071	0,017	0,066	0,015	0,055	0,011	0,041	0,009	0,030	0,007	0,027	0,005	0,023
		2	0,004	0,070	0,004	0,067	0,004	0,055	0,004	0,033	0,003	0,026	0,002	0,023	0,002	0,020

1 (2)	Наземный стальной	1	0,094	0,413	0,081	0,312	0,075	0,264	0,051	0,174	0,038	0,144	0,036	0,128	0,032	0,101
		2	0,060	0,271	0,035	0,251	0,024	0,213	0,014	0,150	0,012	0,123	0,011	0,109	0,010	0,091
		3	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006
	Наземный стальной с понтоном	1	0,016	0,087	0,014	0,078	0,011	0,072	0,007	0,047	0,006	0,041	0,005	0,035	0,005	0,028
		2	0,004	0,071	0,003	0,069	0,003	0,058	0,002	0,038	0,002	0,033	0,002	0,029	0,002	0,024
2 (1)	Наземный стальной	1	0,096	0,485	0,081	0,359	0,065	0,329	0,049	0,277	0,032	0,255	0,029	0,223	0,023	0,191
		2	0,058	0,370	0,045	0,271	0,038	0,254	0,031	0,204	0,029	0,166	0,020	0,154	0,016	0,141
		3	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006
	Наземный стальной с понтоном	1	0,019	0,101	0,016	0,092	0,013	0,083	0,012	0,076	0,011	0,069	0,009	0,061	0,007	0,052
		2	0,004	0,083	0,003	0,073	0,003	0,068	0,002	0,055	0,002	0,045	0,002	0,041	0,002	0,038
2 (2)	Наземный стальной	1	0,139	0,468	0,114	0,407	0,092	0,329	0,082	0,281	0,076	0,260	0,068	0,237	0,061	0,211
		2	0,078	0,409	0,069	0,296	0,057	0,281	0,044	0,241	0,025	0,189	0,019	0,171	0,013	0,153
		3	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006
	Наземный стальной с понтоном	1	0,022	0,114	0,020	0,093	0,018	0,087	0,016	0,076	0,015	0,073	0,014	0,064	0,012	0,055
		2	0,004	0,086	0,003	0,080	0,003	0,073	0,002	0,065	0,002	0,052	0,002	0,039	0,002	0,026
2 (3)	Наземный стальной	1	0,186	0,425	0,147	0,364	0,121	0,286	0,112	0,255	0,106	0,204	0,096	0,180	0,087	0,156
		2	0,076	0,351	0,068	0,255	0,051	0,191	0,044	0,173	0,038	0,150	0,029	0,134	0,021	0,118
		3	0,004	0,006	0,004	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,002	0,006	0,002	0,006
	Наземный стальной с понтоном	1	0,028	0,091	0,025	0,081	0,021	0,079	0,017	0,069	0,016	0,055	0,014	0,049	0,012	0,041
		2	0,004	0,091	0,004	0,069	0,003	0,052	0,003	0,048	0,003	0,041	0,002	0,036	0,002	0,030
3 (1)	Наземный стальной	1	0,204	0,657	0,181	0,652	0,176	0,513	0,127	0,345	0,108	0,335	0,062	0,242	0,049	0,231
		2	0,110	0,505	0,092	0,331	0,070	0,273	0,043	0,266	0,031	0,232	0,026	0,191	0,021	0,180
		3	0,003	0,015	0,003	0,015	0,003	0,015	0,003	0,015	0,003	0,015	0,003	0,015	0,003	0,015
		4	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006
	Наземный стальной с понтоном	1	0,036	0,151	0,032	0,149	0,029	0,139	0,024	0,093	0,022	0,073	0,020	0,065	0,018	0,055
		2	0,018	0,117	0,016	0,090	0,014	0,073	0,012	0,069	0,010	0,048	0,008	0,042	0,006	0,035
3 (2)	Наземный стальной	1	0,205	0,670	0,186	0,650	0,178	0,589	0,136	0,340	0,112	0,336	0,075	0,289	0,061	0,242
		2	0,128	0,523	0,101	0,388	0,091	0,310	0,061	0,268	0,038	0,255	0,030	0,224	0,022	0,193
		3	0,003	0,015	0,003	0,015	0,003	0,015	0,003	0,015	0,003	0,015	0,003	0,015	0,003	0,015
	Наземный стальной с понтоном	4	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006	0,003	0,006
		1	0,036	0,155	0,034	0,154	0,032	0,154	0,028	0,092	0,024	0,090	0,022	0,082	0,019	0,075
		2	0,031	0,109	0,026	0,107	0,021	0,084	0,019	0,064	0,014	0,061	0,011	0,054	0,008	0,047

5. Нормы естественной убыли при хранении нефтепродуктов в резервуарах автозаправочных станций (автозаправочных комплексах, топливозаправочных пунктах) в месяц

(в килограммах на 1 тонну хранимого нефтепродукта)

Тип резервуара	Группа нефтепродукта	Период года	Климатические группы (подгруппы)						
			1 (1)	1 (2)	2 (1)	2 (2)	2 (3)	3 (1)	3 (2)
			Нормы естественной убыли нефтепродуктов, кг/т						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Наземные стальные	1	осенне-зимний	0,081	0,124	0,128	0,142	0,156	0,171	0,194
		весенне-летний	0,155	0,219	0,248	0,263	0,270	0,280	0,307
	4	осенне-зимний	0,002	0,003	0,004	0,005	0,005	0,006	0,006
		весенне-летний	0,007	0,008	0,010	0,010	0,012	0,013	0,015
	5	осенне-зимний	-	-	-	-	-	-	-
		весенне-летний	-	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003
Подземные (заглубленные)	1	осенне-зимний	-	-	0,034	0,038	0,039	0,041	0,042
		весенне-летний	-	-	0,036	0,078	0,060	0,079	0,080
	4	осенне-зимний	-	-	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
		весенне-летний	-	-	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005
	5	осенне-зимний	-	-	-	-	-	-	-
		весенне-летний	-	-	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001

1. При оснащении резервуаров (кроме резервуаров автозаправочных станций) системами улавливания паров нефтепродуктов или газоуравнительными системами (кроме понтонов) соответствующие нормы при хранении уменьшаются на величину улавливаемых паров нефтепродуктов, установленную в процентах и указанную в паспорте на применяемую систему.

2. К нормам естественной убыли не относятся потери нефтепродуктов, обусловленные технологическими особенностями производственного цикла и (или) процесса транспортировки (в том числе при приеме, отпуске и перекачке по магистральным трубопроводам).

3. В случае если температура хранимого нефтепродукта превышает 30°C , то независимо от периода года применяются нормы весенне-летнего периода, увеличенные в 1,5 раза.

4. Осенне-зимний период начинается 1 октября и оканчивается 31 марта, весенне-летний период начинается 1 апреля и оканчивается 30 сентября.

5. При переходе из одного сезонного периода года в другой применяется большая величина нормы естественной убыли нефтепродукта. Если время хранения попадает на разные периоды года, исчисление потерь осуществляется отдельно по каждому периоду.

Нормы естественной убыли нефти при хранении

Нормы естественной убыли нефти при хранении в резервуарах свыше одних суток и до одного месяца (от 1 суток до месяца).

		(в килограммах на 1 т хранимой нефти в сутки)							
Кли- мати -	Тип резервуара	Вместимость резервуара, м							
		100 и менее		101-1000		1001-5000		свыше 5000	
чес- кая		Нормы естественной убыли нефти, кг/т							
груп па		осенне- зимний период	весенне- летний период	осенне- зимний период	весенне- летний период	осенне- зимний период	весенне- летний период	осенне- зимний период	весенне- летний период
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Наземный стальной	0,009	0,032	0,006	0,023	0,005	0,022	0,004	0,019
	Наземный стальной с понтонем (плавающей крышей)	-	-	0,003	0,013	0,001	0,003	0,001	0,002
	Железобетонный заглубленный (подземный)	-	-	-	-	0,002	0,004	0,002	0,003
2	Наземный стальной	0,011	0,042	0,007	0,032	0,006	0,022	0,004	0,018
	Наземный стальной с понтонем (плавающей крышей)	-	-	0,004	0,017	0,001	0,004	0,001	0,002
	Железобетонный заглубленный (подземный)	-	-	-	-	0,003	0,011	0,003	0,008
3	Наземный стальной	0,017	0,051	0,012	0,039	0,008	0,025	0,006	0,017
	Наземный стальной с понтонем (плавающей крышей)	-	-	0,007	0,019	0,001	0,005	0,001	0,002
	Железобетонный заглубленный (подземный)	-	-	-	-	0,003	0,015	0,003	0,009
4	Заглубленный (подземный)	0,006	0,015	0,004	0,010	-	-	-	-

Нормы естественной убыли нефти при хранении в резервуарах свыше одного месяца и до одного года

		(в килограммах на 1 т хранимой нефти в месяц)							
Климатическая группа	Тип резервуара	Вместимость резервуара, м							
		100 и менее		101-1000		1001-5000		свыше 5000	
		Нормы естественной убыли нефти, кг/т							
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Наземный стальной	0,130	0,790	0,070	0,297	0,05	0,281	0,040	0,255
	Наземный стальной с понтоном (плавающей крышей)	-	-	0,019	0,110	0,015	0,090	0,008	0,067
2	Наземный стальной	0,260	1,040	0,090	0,320	0,080	0,280	0,060	0,215
	Наземный стальной с понтоном (плавающей крышей)	-	-	0,041	0,162	0,038	0,129	0,029	0,087
3	Наземный стальной	0,460	1,365	0,160	0,520	0,110	0,370	0,080	0,241
	Наземный стальной с понтоном (плавающей крышей)	-	-	0,063	0,210	0,051	0,151	0,041	0,082
4	Заглубленный	0,010	0,110	-	0,073	-	0,060	-	0,048

Примечания:

1. При оснащении резервуаров системами улавливания паров нефти или газоуравнительными системами соответствующие нормы при хранении уменьшаются на величину улавливаемых паров нефти, установленную и указанную в паспорте на применяемую систему.

2. К нормам естественной убыли не относятся потери нефти, обусловленные технологическими особенностями производственного цикла и (или) процесса транспортировки (в том числе при приеме, отпуске и перекачке по магистральным трубопроводам).

3. В случаях когда в соответствии с утвержденным проектным решением и технологией проведения товарно-транспортной операции по нефти она должна подогреваться, естественная убыль начисляется независимо от периода года по нормам весенне-летнего периода, увеличенным:

- при средней температуре подогрева с 21°C по 30°C - в 1,5 раза;
- при средней температуре подогрева с 31°C по 50°C - в 2 раза;
- при средней температуре подогрева с 51°C и выше - в 3 раза.

При подогреве до температур в пределах 11°C - 20°C в осенне-зимний период соответствующая норма осенне-зимнего периода увеличивается в 1,5 раза, а норма весенне-летнего периода остается без изменения.

При температуре нефти в резервуарах 11°C и выше без подогрева соответствующая норма увеличивается в 1,3 раза.

4. Осенне-зимний период начинается 1 октября и оканчивается 31 марта, весенне-летний период начинается 1 апреля и оканчивается 30 сентября.

Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов при перевозке железнодорожным, автомобильным, водным видами транспорта и в смешанном железнодорожно-водном сообщении

Нормы естественной убыли нефтепродуктов при перевозке судами морского и внутреннего водного транспорта на каждый рейс

(в килограммах на 1 т принятой к перевозке нефтепродуктов (в % от массы груза))

Водные бассейны	Группы нефтепродуктов	Нормы	
		осенне-зимний период	весенне-летний период
Азово-Черноморский бассейн, Каспийское море, реки: Волга (южнее г.Волгограда), Дон (южнее г.Калача-на-Дону)	1, 2	2,200 (0,220)	4,300 (0,430)
	3, 4	1,250 (0,125)	2,350 (0,235)
	5	1,050 (0,105)	2,100 (0,210)
	6 (масла)	1,600 (0,160)	1,600 (0,160)
	6 (кроме масел)	1,450 (0,145)	1,450 (0,145)
Балтийское море и водный бассейн Дальнего Востока (за исключением Берингова моря), реки:	1, 2	2,050 (0,205)	4,000 (0,400)
	3, 4	1,100 (0,110)	2,050 (0,205)
Волга (севернее г.Волгограда), Волхов, Дон (севернее г.Калача-на-Дону), Кама, Ока, Нева, Печора, Северная Двина	5	0,950 (0,095)	2,000 (0,200)
	6 (масла)	1,600 (0,160)	1,600 (0,160)
	6 (кроме масел)	1,450 (0,145)	1,450 (0,145)
	1, 2	1,850 (0,185)	3,600 (0,360)
	3, 4	1,050 (0,105)	2,050 (0,205)
Другие морские и речные бассейны	5	0,950 (0,095)	1,900 (0,190)
	6 (масла)	1,600 (0,160)	1,600 (0,160)
	6 (кроме масел)	1,500 (0,150)	1,500 (0,150)

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ И УЧЕТ ПОТЕРЬ
НЕФТИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ
МАГИСТРАЛЬНЫМ
ТРУБОПРОВОДНЫМ ТРАНСПОРТОМ**

При транспортировании нефти по системе магистральных нефтепроводов возникает естественная убыль, что является следствием:

- физико-химических свойств,
- воздействием метеорологических факторов,
- режимов работы резервуаров,
- контактов нефти с атмосферой.

К естественной убыли относят:

- потери нефти от испарения из резервуаров и транспортных емкостей при сохранении ее качества в пределах нормативных документов при проведении товарно-транспортных операций;
- потери нефти на линейной части МН и оборудовании НПС, которые неизбежны при существующей технике и технологии транспортировки.

Нормативным документом для расчета потерь от естественной убыли являются Нормы естественной убыли нефти при ее транспортировке по маршрутам ОАО «АК «Транснефть»».

Эти потери относят на издержки грузоотправителей.

При эксплуатации объектов МН возможны потери, не относящиеся к естественной убыли:

- аварийные потери нефти, вызванные нарушением герметичности нефтепровода, резервуаров, транспортных емкостей, разгерметизацией запорно-регулирующей арматуры;

- потери нефти, связанные с проведением ремонтных работ на участках МН.

Аварийные потери определяют на основании акта технического расследования аварии (отказа) линейной части МН и относят на издержки предприятий нефтепроводного транспорта.

Для выявления утечек на предприятиях создаются системы обнаружения утечек (СОУ), проводится мониторинг потерь, создаются автолаборатории с современным оборудованием для обнаружения утечек.

При этом применяются ультразвуковые детекторы с встроенной фотокамерой, акустические, корреляционные течеискатели и другое оборудование.

Потери, связанные с ремонтными работами, относят на издержки предприятий нефтепроводного транспорта.

Потери, связанные с погрешностью баланса сдаваемой и принимаемой нефти, или фактический дебаланс на предприятиях МН образуется в результате погрешности измерений массы нетто нефти, принятой от производителей, сданной смежным ОАО (ООО) МН или грузополучателям. Эти потери зависят от количества и оснащения ПСП СИКН, погрешностей СИКН, погрешностей измерения массы нетто нефти в резервуарных парках и нефтепроводах на начало и конец отчетного периода, а также погрешностей определения показателей качества нефти.

Нормы погрешности баланса по каждому предприятию, определенные пределами их допускаемых значений, исходя из погрешности средств измерений и методов определения составляющих массы сдаваемой и принимаемой нефти, рассчитывают в соответствии с МИ 2736.

Ежемесячно ОАО (ООО) представляют отчет с данными о сложившейся величине погрешности баланса, рассчитанной в соответствии с МИ 2736.

Общие сведения о технологических потерях нефти

Нормативы технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводом утверждаются приказом Министерства энергетики РФ.

Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным транспортом разрабатываются с целью определения способов и методов оценки потерь с учетом требований налогового законодательства РФ, с целью создания методологической основы для обоснования нормативов потерь.

Они могут использоваться при подготовке обоснований и расчетов нормативов потерь нефти и нефтепродуктов организациями, осуществляющими транспортировку нефти магистральным трубопроводом, и организациями, сдающими нефть для транспортировки магистральным трубопроводом.

Основополагающими документами для определения технологических потерь нефти в настоящее время являются:

- Приказ Минэнерго РФ от 28.12.2016 № 1438 «Об утверждении нормативов технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке трубопроводным транспортом»;

- «Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом» от 12 08.2012 г.

Под технологическими потерями нефти или нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом понимаются безвозвратные потери (уменьшение массы) нефти или нефтепродуктов, обусловленные технологическими особенностями процесса транспортировки (приема, перемещения, откачки), а также физико-химическими характеристиками транспортируемой нефти, нефтепродуктов.

К технологическим потерям нефти или нефтепродуктов на объектах магистрального трубопровода относятся потери:

- при приеме, перемещении (перекачке) и откачке – технологические потери нефти или нефтепродуктов при транспортировании;

- при погрузке (перевалке) в средства транспортировки других видов транспорта (железнодорожного, водного, автомобильного) – технологические потери при перевалке.

К технологическим потерям не относятся:

- потери нефти или нефтепродуктов, вызванные нарушением требований нормативных правовых и (или) нормативно-технических документов, регламентирующих эксплуатацию оборудования, технологических процессов, сооружений;

- потери нефти или нефтепродуктов, произошедшие при производстве ремонтных и (или) восстановительных работ;

- количество нефти или нефтепродуктов, используемое при проведении регламентных и ремонтных работ, а также при производстве испытаний на объектах нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) магистральных;

- количество нефти или нефтепродуктов, используемое на собственные и (или) коммунальные нужды;

- потери от естественной убыли при хранении в резервуарах;

- потери нефти или нефтепродуктов, возникшие вследствие аварий, хищений.

Форма акта списания потерь нефти, принадлежащей ОАО (ООО) МН, при техническом обслуживании и ремонте оборудования и сооружений магистральных нефтепроводов, а также же при выводе из эксплуатации участков нефтепровода

Акт списания потерь нефти, принадлежащей ОАО (ООО) МП _____, при техническом обслуживании и ремонте оборудования и сооружений магистральных нефтепроводов, а также при выводе из эксплуатации участков нефтепроводов

_____ в период _____ 20__ г.

наименование ОАО (ООО) МН _____

Комиссия, назначенная приказом _____

наименование ОАО (ООО) МН _____

№ _____ от « _____ » _____ 20__ г.

в составе

председателя _____

ФИО, должность

членов комиссии _____

ФИО, должность

ФИО, должность

установили следующее:

1. Потери нефти при плановом ремонте оборудования линейной части нефтепровода

Наименование и тип оборудования и нефтепровода	Фактические потери нефти, т	Цена за тонну, в рублях	Стоимость нефти, в рублях

2. Потери нефти при плановом ремонте оборудования нефтеперекачивающих станций

Наименование нефтепровода, наименование и тип оборудования	Фактические потери нефти, т	Цена за тонну, руб.	Стоимость нефти, руб.

3. Потери, связанные с плановыми работами по откачке нефти из нефтепровода в котлован для временного хранения

Наименование и тип оборудования и нефтепровода	Фактические потери нефти, т	Цена за тонну, руб.	Стоимость нефти, руб.

4. Потери нефти при выводе из эксплуатации участков нефтепровода

Наименование нефтепровода, место, расположение списываемого участка	Фактические потери нефти, т	Цена за тонну, руб.	Стоимость нефти, руб.

Подготовку материалов по обоснованию технологических потерь нефти и нефтепродуктов для утверждения их нормативов предприятия осуществляют на основе нормативных технических документов и проектных документов, регламентирующих технологический процесс транспортировки.

К ним относятся:

- нормативно-техническая документация, регламентирующая эксплуатацию оборудования и сооружений;
- технологические карты;
- технологическая часть проектного решения на объекты МН;
- технологические регламенты;
- карты технологических режимов;
- паспорта технологического оборудования, технические условия на их эксплуатацию и т. п.

По объектам нового строительства и реконструкции могут использоваться расчеты, выполненные в составе технического проекта, либо расчеты, выполненные на основе данных технического проекта.

Технологические потери рассчитывают для двух периодов года: осенне-зимнего (с 1 октября по 31 марта) и весенне-летнего (с 1 апреля по 30 сентября).

Допускается расчет технологических потерь в среднем за год.

В целях учета климатического фактора, влияющего на технологические потери при транспортировке, субъекты РФ распределены по климатическим группам согласно ГОСТ 16350-80.

Средняя температура воздуха в осенне-зимний и весенне-летний периоды определяется по СНиП 23-01-99.

Виды технологических потерь, источники их образования и методы определения на объектах магистрального нефтепровода

Неизбежность технологических потерь нефти должна иметь обоснование и документальное подтверждение при осуществлении процессов транспортировки ее трубопроводом и (или) при перевалке на другие виды транспорта.

Инвентаризация источников образования потерь осуществляется в соответствии с проектной документацией на магистральный нефтепровод и эксплуатируемое технологическое оборудование.

Документами, обосновывающими неизбежность технологических потерь при транспортировке нефти по МН, являются:

- нормативные технические документы;
- технологическая часть проектного решения на объекты магистрального нефтепровода;
- технологические схемы объектов магистрального нефтепровода;
- технологические схемы линейной части магистрального нефтепровода;
- утвержденные технологические регламенты по эксплуатации оборудования и сооружений, являющиеся источниками технологических потерь;
- паспорта на технологическое оборудование и сооружения, являющиеся источниками технологических потерь;
- документы проведенных экспериментальных исследований;
- результаты испытаний показателей нефти (нефтепродуктов), перекачиваемой магистральным нефтепроводом (нефтепродуктопроводом).

Технологические потери нефти при транспортировке магистральным трубопроводом и перевалке могут возникать:

- при сборе и утилизации утечек через сальниковые и торцовые уплотнения валов центробежных насосов;

- при закачке и откачке из резервуаров перекачивающих станций, перевалочных нефтебаз и наливных пунктов магистральных трубопроводов.

Источники образования технологических потерь нефти (нефтепродуктов) на объектах магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода)

Объект образования потерь	Источники потерь	Виды потерь
Оборудование перекачивающих станций		
Емкости для сбора утечек на сальниковых и торцевых уплотнениях насосов	Дыхательные клапаны	Испарение из емкостей для сбора утечек через уплотнения насосных агрегатов
Насосные агрегаты	Торцевые и сальниковые уплотнения валов центробежных насосов	—
Резервуарные парки		
Резервуары вертикальные стальные	Дыхательные клапаны	Испарения из резервуаров при закачке, откачке и перевалке
Резервуары горизонтальные стальные		
Оборудование наливное перевалочных объектов		
Наливные технические устройства	Дыхательные клапаны емкостей транспортных средств	Испарения из емкостей транспортных средств при наливе нефти или нефтепродуктов

Определение потерь нефти в емкостях для сбора утечек через уплотнения насосных агрегатов

Утечки нефти (нефтепродуктов) через торцевые и сальниковые уплотнения валов центробежных насосов предусматриваются техническими условиями как неизбежные, связанные с образованием и отводом фрикционного тепла от пар трения.

Утечки через уплотнения насоса собираются в дренажные емкости.

Пары нефти, вытесняемые в атмосферу жидкостью по мере наполнения емкости, являются технологическими потерями при сборе утечек через уплотнения в насосных агрегатах.

Количество технологических потерь нефти из емкостей для сбора утечек через уплотнения насосных агрегатов $P_{ут}$, т, рассчитывают по формуле

$$P_{ут} = V_{н} \cdot \frac{P_{нас}}{P_{пвп}} \cdot \rho_{ср} \cdot K_{об} \cdot K_1 \cdot K_2 / 1000,$$

где $V_{н}$ – объем нефти, поступивший в емкость для сбора утечек через уплотнения насосов в осенне-зимнем или весенне-летнем периодах года, м³;

$P_{нас}$ – давление насыщенных паров нефти в паровоздушном пространстве дренажной емкости при средней температуре паровоздушного пространства, мм. рт. ст.;

$P_{пвп}$ – среднее давление в паровоздушном пространстве дренажной емкости с учетом давления срабатывания дыхательного клапана, мм рт. ст.;

$\rho_{ср}$ – плотность паров нефти в паровоздушном пространстве дренажной емкости при средней температуре паровоздушного пространства, кг/м³;

$K_{об}$ – коэффициент оборачиваемости дренажных емкостей в зависимости от оборачиваемости. Значение определяется по табл.;

K_1 – коэффициент, принимаемый по данным табл.;

K_2 – коэффициент, учитывающий влияние климатических условий, принимаемый по табл.

Значение коэффициента оборачиваемости $K_{об}$

Оборачиваемость, 1/год	100 и более	80	60	40	30	20 и менее
$K_{об}$	1,35	1,5	1,75	2,00	2,25	2,5

Значение опытных коэффициентов оснащённости резервуаров средствами сокращения потерь от испарения

Тип резервуаров	Наземные резервуары			Подземные резервуары	
	Средства снижения потерь	С понтоном или плавающей крышей	С газоуравнительной системой	Средства снижения потерь	С газоуравнительной системой
K_1	1,0	0,2	0,1	0,8	0,1

Значение опытных коэффициентов K_2 для климатических групп

Период эксплуатации	K_2		
	I	II	III
Осенне-зимний	1,0	1,0	1,0
Весенне-летний	1,0	1,14	1,47

Значение средней температуры паровоздушного пространства дренажной емкости, при которой определяется давление насыщенных паров $t_{\text{ср}}$, рассчитывается по формуле:

- для осенне-зимнего периода

$$t_{\text{ср}} = (t_{\text{н}} + t_{\text{в}}) / 2,$$

- для весенне-летнего периода

$$t_{\text{ср}} = 0,7t_{\text{н}} + 0,3t_{\text{в}},$$

где $t_{\text{ср}}$ – средняя за соответствующий период температура паровоздушного пространства дренажной емкости, °С;

$t_{\text{н}}$ – средняя за соответствующий период температура нефти, °С;

$t_{\text{в}}$ – средняя за соответствующий период температура воздуха, °С.

Давление насыщенных паров нефти в паровоздушном пространстве дренажной емкости определяется при средней температуре паровоздушного пространства.

Плотность паров нефти в паровоздушном пространстве дренажной емкости $\rho_{\text{ср}}$, кг/м³, рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{M}{22,41} \cdot \frac{P_{\text{ПВП}}}{P_0} \cdot \frac{T_0}{(T_0 + t_{\text{ср}})},$$

где M – молекулярная масса паров нефти, кг/кмоль:

$$M = 45 + 0,6t_{\text{НК}},$$

где $t_{\text{НК}}$ – температура начала кипения нефти, °С;

$P_0 = 760$ мм рт. ст.;

$T_0 = 273,15$ К.

Объем нефти, вытекающий через уплотнения одного центробежного насоса, м³, вычисляется по формуле

$$V_{Hi} = n_{\gamma} \cdot Q_i \cdot t_i \cdot 10^{-3},$$

где Q_i – величина утечки через одно уплотнение i -го центробежного насоса(принимается по паспортным данным насоса), л/ч;

n_{γ} – количество уплотнений в конструкции насоса, ($n_{\gamma} = 2$);

t_i – время работы i -го насоса в течение расчетного периода (определяется и подтверждается данными эксплуатационной документации, ч.

Расчетный коэффициент технологических потерь нефти из емкостей для сбора утечек через уплотнения насосных агрегатов рассчитывается по формуле

$$N_{\text{уп}} = \frac{П_{\text{уп}}}{M^*_{\text{пл.нас}}}$$

где $N_{\text{уп}}$ – расчетный коэффициент потерь нефти из емкостей для сбора утечек через уплотнения насосных агрегатов, т;

$П_{\text{уп}}$ – количество технологических потерь нефти из емкостей для сбора утечек через уплотнения насосных агрегатов, т;

$M^*_{\text{пл.нас}}$ – количество нефти, подлежащее перекачке через насосные агрегаты в плановом году, т.

Определение технологических потерь нефти в резервуарах магистрального трубопровода

Основной объем технологических потерь нефти в резервуарах происходит вследствие испарения нефти за счет вытеснения паровоздушной смеси из резервуара в процессе его закачки (откачки).

Объем вытесненной паровоздушной смеси равен объему закачиваемой нефти.

Количество технологических потерь зависит от оснащенности резервуаров техническими средствами сокращения потерь на испарение и режима эксплуатации резервуаров.

Расчеты количества технологических потерь нефти в резервуаре в тоннах проводятся по формуле

$$P_{\text{РЕЗ}} = \frac{V_{\text{ПВС}} \cdot P_{\text{РЕЗ}}}{P_{\text{ПВП}}} \cdot \rho_{\text{СР}} \cdot K_{\text{об}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{\text{РЕЖ}} \cdot 10^{-3}$$

где $V_{\text{пс}}$ – объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара при его заполнении (освобождении), м³;

$P_{\text{рез}}$ – давление насыщенных паров нефти в паровоздушном пространстве резервуара при средней температуре паровоздушного пространства, мм рт. ст.;

$P_{\text{пвп}}$ – среднее давление в паровоздушном пространстве резервуара с учетом давления срабатывания дыхательного клапана, мм рт. ст.;

$\rho_{\text{ср}}$ – плотность паров нефти в паровоздушном пространстве резервуара при средней температуре паровоздушного пространства, кг/м³;

$K_{\text{об}}$ – коэффициент оборачиваемости резервуара для каждого периода года;

K_1 – коэффициент, учитывающий наличие технических средств сокращения потерь от испарения, принимаемый по табл.;

K_2 – коэффициент, учитывающий влияние климатических условий, принимаемый по табл.;

$K_{\text{реж}}$ – коэффициент режима перекачки (коэффициент захода нефти в резервуары):

$K_{\text{реж}} = 1$ – при работе резервуаров в режиме «прием-сдача»;

$K_{\text{реж}} = 0$ – при работе резервуаров в режиме «из насоса в насос»;

$K_{\text{реж}} = 3$ – при работе в режиме «с подключенным резервуаром».

Количество потерь нефти в резервуарном парке, в тоннах, определяется как сумма технологических потерь по каждому резервуару.

Расчетный коэффициент потерь нефти из резервуара i -го типа в весенне-летний или осенне-зимний периоды года рассчитывают по формуле:

$$N_{\text{РЕЗ}} = \frac{P_{\text{РЕЗ}}}{M_{\text{ПЛ.РЕЗ}}}$$

где $M_{\text{пл.рез}}$ – количество нефти, подлежащее размещению в резервуаре в плановом году, т.

Расчетный коэффициент технологических потерь по резервуарному парку $N_{РП}$, оснащеному резервуарами разных типов, является средневзвешенной величиной:

$$N_{РП} = \frac{\sum_{\gamma=1}^K \left[\frac{N_{P_{\gamma}}^{\text{зимн}} + N_{P_{\gamma}}^{\text{летн}}}{2} \cdot V_{\gamma} \right]}{V_{РП}}$$

где $N_{P_{\gamma}}^{\text{зимн}}$, $N_{P_{\gamma}}^{\text{летн}}$ – расчетные коэффициенты потерь для резервуаров i -ого типа соответственно для осенне-зимнего и весенне-летнего периодов;
 V_{γ} – суммарная номинальная вместимость i -го типа, м³.

Определение технологических потерь нефти при наливе в автомобильные и железнодорожные цистерны, наливные суда по окончании транспортировки

Расчеты количества технологических потерь нефти при перевалке в автомобильные и железнодорожные цистерны, наливные суда по окончании транспортировки, в тоннах, рассчитывают по формуле

$$П_{\text{ПЕРЕВ}} = V_{\text{ПВС.Ц}} \cdot \frac{P_{\text{Ц}}}{P_{\text{ПВП.Ц}}} \cdot \rho_{\text{СР.Ц}} \cdot K_{2\text{Ц}} \cdot K_{3\text{Ц}} \cdot 10^{-3},$$

где $V_{\text{ПВС.Ц}}$ – объем паровоздушной смеси, вытесняемой из цистерны (танка) при ее заполнении (освобождении), м³;

$P_{\text{Ц}}$ – давление насыщенных паров нефти в паровоздушном пространстве цистерны (танка) при средней температуре паровоздушного пространства, мм рт. ст.;

$P_{\text{ПВП.Ц}}$ – среднее давление в паровоздушном пространстве цистерны (танка) с учетом давления срабатывания дыхательного клапана, мм рт. ст.;

$\rho_{\text{СР.Ц}}$ – плотность паров нефти в паровоздушном пространстве цистерны (танка) при средней температуре паровоздушного пространства, кг/ м³;

$K_{2\text{Ц}}$ – коэффициент, учитывающий наличие технических средств сокращения потерь от испарения, принимаемый по табл.;

$K_{3\text{Ц}}$ – коэффициент, учитывающий влияние климатических условий, принимаемый по табл.

Значения опытных коэффициентов $K_{2ц}$

Наливные устройства		
Средства снижения потерь	Без технических средств снижения потерь при наливе	С техническими средствами снижения потерь при наливе
$K_{2ц}$	1,0	0,1

Значения опытных коэффициентов $K_{3ц}$

Период эксплуатации	$K_{3ц}$ для климатических групп		
	I	II	III
Осенне-зимний	1,0	1,0	1,0
Весенне-летний	1,0	1,14	1,47

Расчетный коэффициент потерь нефти при перевалке в цистерны в весенне-летний или осенне-зимний периоды года рассчитывают по формуле

$$N_{\text{ПЕРЕВ}} = \frac{\Pi_{\text{ПЕРЕВ}}}{M_{\text{ПЕРЕВ}}}$$

где $M_{\text{перев}}$ – количество нефти при перевалке в цистерны в весенне-летнем или осенне-зимнем периодах планового года, т.

Формирование технологических потерь нефти по тарифному участку осуществляется на основании расчетов по всем источникам потерь каждого объекта потерь, расположенного в пределах тарифного участка в следующем порядке:

- составляется реестр источников технологических потерь;
- комплектуется пакет документов, обосновывающих неизбежность технологических потерь;
- проводятся экспериментальные исследования по определению количественных показателей потерь (при необходимости);
- выполняется расчет технологических потерь.

Количество технологических потерь на объектах нефтепроводов магистральных $P_{об}$, в тоннах, находят следующим образом:

$$P_{ОБ} = P_{УТ} + P_{РЕЗ}$$

Количество технологических потерь на i -м тарифном участке в планируемый период определяется как сумма технологических потерь нефти по объектам, расположенным на данном тарифном участке.

В количество технологических потерь на тарифном участке в планируемый период не включаются технологические потери нефти при перевалке в автомобильные и железнодорожные цистерны, наливные суда.

Расчетный коэффициент технологических потерь нефти на i -м тарифном участке определяется по формуле

$$N_i = \frac{P_{ОБ}}{M_{ПЛАН}}$$

где $M_{план}$ – количество нефти, подлежащее транспортировке в плановом году.

Для определения технологических потерь проводятся исследования и организационно-технические мероприятия, которые включают:

- инвентаризацию и анализ тарифных участков в целях выявления источников потерь нефти и распределения их по видам;

- по проектным технологическим схемам нефтепроводов магистральных определяется количество объектов и источников потерь.

Выясняются причины потерь, связанные с технологическим процессом транспортировки либо нет;

- определяется количество объектов технологических потерь, места их расположения, типы и количество оборудования, расположенного на них и являющегося источником потерь;

- в итоге инвентаризации и анализа составляется реестр распределения выявленных источников по видам потерь в соответствии с тарифным участком;

- определяются исходные данные для расчета технологических потерь нефти из выявленных источников по данным эксплуатационных служб, недостающие данные рекомендуется определять экспериментально;

- при планировании эксперимента рекомендуется исходить из того, что потери есть случайная величина, зависящая от сезонного колебания температуры воздуха и других случайных факторов.

Для обеспечения относительной среднеквадратичной погрешности в определении годовых потерь нефти рекомендуется определять потери нефти в весенне-летний и осенне-зимний период с количеством определений потерь в каждом не менее трех, т. е. две выборки случайной величины по три наблюдения в каждой.

Допускается рассчитывать потери нефти в период, соответствующий среднегодовой температуре окружающей среды, и при условии, что температура нефти в местах образования потерь не меняется в течение года;

- определяется величина потерь нефти за год как сумма потерь за весенне-летний и осенне-зимний периоды.

Потери нефтепродуктов, формулы

1. Потери от «малых дыханий»:

$$G_{\varepsilon} = \left[V_1 \frac{p_1 - p_{y1}}{T_1} - V_2 \frac{p_2 - p_{y2}}{T_2} \right] \frac{p_y}{1 - p_y} \times \frac{M_{\varepsilon}}{R}, \text{ кг}$$

где G_{ε} – масса теряемых бензиновых паров, кг;

V_1, V_2 – начальный и конечный объем газового пространства, м³;

P_1, P_2 – начальное и конечное давление в газовом пространстве, кгс/м²;

T_1, T_2 – начальная и конечная абсолютная температура в газовом пространстве, К;

M_{ε} – молекулярная масса, к/моль;

R – универсальная газовая постоянная, равная 848 кгс/(кг/моль К);

P_{y1}, P_{y2} – давление насыщенных паров бензина при T_1 и T_2 .

$$G_{\varepsilon} = \left[V_1 \frac{p_a - p_{кв} - p_{y1}}{p_1} - V_2 \frac{p_a + p_{кд} - p_{y2}}{p_2} \right] \frac{p_y}{p - p_y} \times \frac{M_{\varepsilon}}{R}, \text{ кг}$$

где P_a – абсолютное атмосферное давление, const;

$P_{кв}$ – вакуум, на который установлен клапан;

$P_{кд}$ – избыточное давление, на которое установлен клапан.

Ориентировочно годовые потери от «малых дыханий» можно определить:

$$G_{м.д.} = 1,37 p_y D^{1,8} k_n k_o \rho$$

где p_y – давление насыщенных паров нефтепродукта при среднегодовой его температуре, кгс/м²;

D – диаметр резервуара, м;

k_n – коэффициент, учитывающий влияние высоты газового пространства резервуара;

k_o – коэффициент, учитывающий влияние окраски резервуара ($k_o=0,75$);

ρ – плотность нефтепродукта, кг/м³.

2 Потери от «больших дыханий»

$$G_{б.д.} = k V c \rho, \text{ кг}$$

где V – вытесненный объем паровоздушной среды, м³;

k – коэффициент заполнения резервуара, равный 0,95;

c – средняя концентрация паров в вытесненном объеме паровоздушной смеси из газового пространства в долях единицы:

$$c = \frac{p_y^1}{p_a}$$

где p_y^1 - давление насыщения паров нефтепродукта в зависимости от температуры, мм рт. ст.;

p_{Σ} - абсолютное давление паровоздушного пространства в резервуаре во время его налива, мм. рт. ст.

ρ – плотность паров нефтепродукта, кг/м³

$$\rho = \frac{p}{T} \times \frac{M}{R_{\text{п}}}$$

где P – давление в паровоздушном пространстве резервуара во время налива, мм.рт.ст. (для обычных «атмосферных» резервуаров равно барометрическому);

T – абсолютная температура газового пространства, К;

M – молекулярная масса паров нефтепродукта, кг/моль;

$R_{\text{п}}$ – газовая постоянная паров нефтепродукта, кгс м/кг °С.

Ориентировочно годовые потери от «больших дыханий» в т/год можно определить:

$$G_{\text{б.д.}} \approx 430V p_y \kappa \rho,$$

где p_{γ} - давление насыщенных паров при среднегодовой температуре воздуха, мм.рт. ст.;

ρ – плотность нефтепродукта, т/м³;

k – коэффициент, зависящий от оборачиваемости резервуара ($k=1$ при $n=1\div 40$; $k=0,8$ при $n=40\div 60$; $k=0,5$ при $n=60\div 100$).

3. Потери бензина при наливе и сливе транспортных емкостей:

$$G_{\text{с}} = V_{\text{н}} \frac{P_{\text{с}}}{P_{\Gamma}} \rho k,$$

где $V_{\text{н}}$ – объем налитого бензина, м³;

$P_{\text{с}}$ – давление насыщенных паров бензина при температуре, равной температуре воздуха;

P_{Γ} – давление в газовом пространстве при наливе транспортных емкостей, принимаемое равным атмосферному, мм. рт. ст.;

ρ – плотность паров, кг/м³;

k – коэффициент, учитывающий степень насыщения газового пространства и увеличение объема вытесняемой паровоздушной смеси вследствие донасыщения во время наполнения емкости.

Величина потерь от испарения при сливе транспортных емкостей:

$$\Delta G_c = \frac{p''}{R_{\text{п}} T} \times V,$$

где V – объем емкости, из которой сливается нефтепродукт, м³;

p'' - парциальное давление паров в емкости после слива, кгс/м², $p'' = p_s \frac{y}{y+1}$

$y = \frac{n F_{\text{п}} R_{\text{п}} T}{q}$ где n – коэффициент испарения, 1/ч (для резервуаров $n=1,2 \times 10^{-4}$ 1/ч; для нефтеналивных судов $n=2,4 \times 10^{-4}$ 1/ч);

$F_{\text{п}}$ - площадь поверхности нефтепродукта, м²;

q – производительность выкачки, м³/час.

4. Потери нефтепродуктов от «обратного выдоха» из резервуарной емкости:

$$G_{\text{о.в}} = \frac{V p_{\Gamma}}{R_{\text{п}} T} \times \left(\ln \frac{p_{\Gamma} - p_a}{p_{\Gamma} - p_s} + p_o - p_s \right)$$

где $G_{o.v.}$ - потери от «обратного выдоха», кг;

V – объем газового пространства, м³;

$P_{г}$ – абсолютное давление в газовом пространстве, кгс/м²;

T – абсолютная температура газового пространства, К;

P_o – парциальное давление паров в газовом пространстве в начале «обратного выдоха», кгс/м²;

P_s – давление насыщенных паров при температуре, равной температуре окружающей среды, кгс/м²;

R_n – газовая постоянная паров нефтепродуктов, кгс м/кг °С.

5. Потери в результате образования в РВС или наливном судне газового сифона.

$$G_{сиф} = Q c \rho_n$$

где Q – секундный расход паровоздушной смеси при истечении через отверстие, м³/с.

$$Q_{\text{уф}} = \mu f \sqrt{2g \frac{P}{\rho_{\text{см}}}}$$

где μ - коэффициент расхода при истечении через отверстие (для отверстий с острыми краями 0,6);

f – площадь отверстия, м²;

P – давление, под которым происходит утечка паровоздушной смеси, кгс/м², равное разности массы столбов паровоздушной смеси и воздуха на высоте, равной разности входного и выпускного отверстия (H)

$$P = H(\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{в}})$$

C и $\rho_{\text{н}}$ – концентрация и плотность паров нефтепродукта в паровоздушной смеси.

6. Потери нефтепродукта из-за диффузии паров и кипения нефтепродукта

Потери нефтепродукта через один стояк:

$$G_{\text{диф}} = \frac{K_{\text{диф}} \rho s t}{h} \ln \frac{P_{\text{атм}}}{P_{\text{атм}} - P_0}$$

где $K_{\text{диф}}$ – коэффициент диффузии нефтепродукта в воздух, равный 0,03м²/час;

s – площадь сечения стояка, м²;

t – продолжительность диффузии, час;

h – высота стояка, м;

P_0 - парциальное давление насыщенных паров, мм. рт.ст.

$P_{\text{ат}}$ - атмосферное давление, мм. рт. ст.

Мероприятия по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов.

- Сохранность качества нефти и нефтепродуктов;
- Контроль недостачи (возникает имущественная ответственность);
- Инвентаризация нефтепродуктов;
- Проведение мониторинга потерь нефтепродуктов;
- Разработка организационно-технических мероприятий по ликвидации причин потерь;
- Герметизация газового пространства резервуаров, сифонного выдувания;
- Устранения неплотностей (во фланцевых соединениях, замена прокладок, выполнение крепежных работ, набивка сальников и др.);
- По графику проверка работоспособности дыхательных и предохранительных клапанов;
- Составление графиков поставок нефтепродуктов, согласованных с расходом нефтепродуктов для сокращения газового пространства резервуара, хранение в заполненных резервуарах;
- Применение газоуравнительных и газоулавливающих систем;
- Уменьшение влияния солнечной радиации на резервуарные парки;
- Строительство РВСП, РВСПК, особенно с большой оборачиваемостью;
- Окраска, установка экранов, использование 2-ух стенных резервуаров;

- В случае поступления некондиционных нефтепродуктов, принимать меры по восстановлению их качества путем смешения и перекачки на «кольцо» (резервуар-насос-резервуар, масла смешивают в смесителях с паровыми змеевиками или на установках для смешения, фильтрования, обезвоживания.

Для обеспечения бесперебойной поставки по МН заданного объема и в заданное время на стадии проектирования используются следующие основные способы обеспечения надежности:

- Резервирование магистральных трубопроводов (многониточные трубопроводы, завышение толщины стенки трубы, резервные насосы, резервные нитки и др.);
- Деление МН на эксплуатационные участки;
- Защита трубопроводов от нагрузок по давлению (контроль режимов, ССВД, сброс в месте повышения волны, давления, клапаны, затворы);
- Защита трубопроводов от коррозии;
- Закрепление МН на проектных отметках;
- Применение систем автоматизации и телемеханизации технологических процессов (контроль, управление, регулирование давления, оповещение об аварийном

Действующие нормы потерь пересматриваются регулярно, последний был в 2018 г.

РФ уделяет большое значение государственного регулирования деятельности в области техногенной безопасности с помощью государственных надзорных органов, разработанной Концепции национальной безопасности, нормативно-правовых актов в области техногенной безопасности, системой обеспечения промышленной безопасности, государственного управления в ЧС и единой государственной системой предупреждения и ликвидации ЧС.

Мы умеем оценивать опасность ОПО, разработаны требования к размещению ОПО и они классифицируются по степени опасности, проводится экспертиза промышленной безопасности, разработана инструкция по расследованию несчастных случаев, ведется их учет, осуществляется государственный надзор и контроль. На ОПО ведется анализ и оценка частоты рисков, разрабатываются ПЛАРН, ПЛАС, экологические документы (ПЛООРН, ПДВ, и др.).

Оценка ущерба, нанесенного окружающей среде при разливах нефти.

Ущерб *Н.о.с.* при аварии, складывается из ущерба от загрязнения земель, водных объектов и атмосферы.

$$U_{o.c.} = U_z + U_B + B_A$$

Ущерб от загрязнения земель определяется по формуле:

$$U_3 = Hc. \times F_{гр.} \times K_n. \times K_{э.гр.} \times K_г.$$

где $Hc.$ – норматив стоимости сельскохозяйственных земель;

$F_{гр.}$ – площадь нефтенасыщенного грунта, кв. м.;

$K_n.$ – коэффициент пересчета в зависимости от периода времени на восстановление загрязненных сельскохозяйственных земель;

$K_{э.гр.}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости рассматриваемого экономического района;

$K_г.$ – коэффициент пересчета в зависимости от глубины загрязненных земель.

Все коэффициенты являются табличными величинами.

Ущерб от загрязнения нефтью водных объектов определяется по формуле:

$$U_в = 5K_u \times \sigma_в \times \rho \times V_{н.в.}$$

где K_u – коэффициент инфляции;

$U_в$ – ставка платы за загрязнения поверхности слоя водного объекта одной тонной растворенной и эмульгированной нефти в пределах установленного тарифа;

$$\sigma_в = H_в \times K_{э.в.}$$

где $H_в$ – базовый норматив платы за загрязнение водных объектов;

$K_{э.в.}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния водного объекта.

$V_{н.в.}$ – объем нефти, попавшей в водоем.

Плата за сверхлимитный выброс вычисляют с применением повышающего коэффициента 5.

Ущерб от загрязнения атмосферы определяется по формуле:

$$U_a = 5K_u \times \sigma_a \times \rho \times (V_{н.г.} \times \varepsilon_{н.г.} \times V_{н.в.} \times \varepsilon_{н.в.})$$

где σ_a - ставка платы за загрязнение атмосферного воздуха испарением 1 т нефти,

$\sigma_a = Na \times K_{э.п.}$;

$\varepsilon_{н.г.}, \varepsilon_{н.в.}$ - массовая доля нефти, испарившейся с поверхности соответствующего грунта и воды;

Na – базовый норматив платы за выброс 1 т углеводородов в атмосферу в пределах установленного лимита;

$K_{э.п.}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферы в рассматриваемом регионе.

Массовая доля испарившейся нефти:

Ущерб от простоя нефтепровода определяется по формуле:

Полный ущерб от простоя нефтепровода складывается из собственного ущерба U_1 для организации осуществляющей перекачку, ущерба в добыче нефти U_2 и ущерба U_3 в нефтепереработке.

Собственный ущерб организации, осуществляющей перекачку определяется:

$$Y_1 = \sigma_{mf} \times G \times \tau_n / 8400$$

где σ_{mf} – тариф за перекачку 1 т нефти;

G – плановая производительность нефтепровода;

τ_n – общая производительность его простоя.

Время τ_n складывается из продолжительности опорожнения поврежденного участка, времени нахождения в пути аварийно-восстановительной бригады, продолжительности ремонтных работ и т.д.

Вопросы для самопроверки.

1. Классификация потерь нефти и нефтепродуктов?
2. Потери от «малых и больших дыханий» зависят?
3. Организационно-технические мероприятия первой и второй группы методов сокращения потерь?
4. Какие газы используются для сокращения потерь нефтепродуктов?
5. Организационно-технические мероприятия третьей и четвертой группы методов сокращения потерь?
6. Основные технологии, реализуемые в установках улавливания и рекуперации паров нефти и нефтепродуктов?

7. Рекуперация ПВС на АЗС при заправке автомобилей и сливе нефтепродуктов в резервуары АЗС?
8. Рекуперация паров ПВС при сливе и наливе ЖДЦ ?
9. Пятая группа методов сокращения потерь (организационно-технические мероприятия)?
10. Естественная убыль нефти и нефтепродуктов?
11. Какие потери включаются в нормы естественной убыли и когда применяются нормы?
12. НТД, устанавливающая нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов?
13. Учет и виды потерь нефти при транспортировании по МН?
14. Определение технологических потерь нефти в емкостях для сбора утечек через уплотнения насосных агрегатов;
15. Определение технологических потерь нефти в резервуарах МН?
16. Определение технологических потерь нефти при наливе в АЦ, ЖДЦ и наливные суда?
17. Как определить потери нефтепродуктов в РВС или судне при образовании газового сифона?
18. Как определить потери нефтепродуктов из-за диффузии паров и кипения ?
19. Мероприятия по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов?
20. Определение ущерба от загрязнения земель, водных объектов?
21. Определение ущерба от загрязнения атмосферы и простоя трубопровода?